

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y CONTABLES

REESTRUCTURACIÓN DE LA TRANSACCIÓN DE
FINANCIAMIENTO INTRAGRUPO EN UNA EMPRESA DE
SERVICIOS PETROLEROS EN LA CIUDAD DE QUITO

TRABAJO DE TITULACIÓN DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERÍA COMERCIAL

MALENA KATHERINE TORRES OSEJO
DIRECTOR: ING.COM. DARWIN RAMÍREZ C.

QUITO, MAYO DE 2015

DEDICATORIA

La concepción de este trabajo está dedicada a mi padre Edison Torres y mi madre Cecilia Osejo, quienes han sido siempre mi principal orgullo y la mayor motivación en el desarrollo de toda mi carrera.

Mi padre como ejemplo de lucha constante, fortaleza y valentía, poseedor de una inteligencia única que me ha motivado a ser mejor cada día, y mi madre, una mujer luchadora, inteligente y digna de admiración, quien con su amor infinito y su constante apoyo ha sido la luz que me guía en todos los caminos.

Dedico también este logro a Dios y a mis hermanos pues el amor a Dios y la unión familiar han sido siempre el pilar fundamental en mi vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ingeniero Darwin Ramírez, quien con sus conocimientos me ha orientado en el adecuado desarrollo de este trabajo, a la Ingeniera Paulina Mancheno por ser además de mi maestra una gran amiga y al Ingeniero Miguel Ledesma, quien ha sido siempre un gran apoyo y ha dedicado un tiempo invaluable siendo mi principal guía en la realización de este proyecto.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN, 1

1. GENERALIDADES, 2

- 1.1 DEFINICIÓN DEL TEMA, 2
- 1.2 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN, 2
- 1.3 ÁMBITO DEL TRABAJO, 3
- 1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN, 4
 - 1.4.1 Objetivo General, 4
 - 1.4.2 Objetivos Específicos, 5

2. INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS LOCAL Y MUNDIAL, 6

- 2.1 CONTEXTO MACROECONÓMICO ECUATORIANO, 6
 - 2.1.1 Panorama comercial y de consumo, 6
 - 2.1.2 Panorama productivo y agregado, 12
 - 2.1.3 Panorama financiero, 13
- 2.2 COMPORTAMIENTO Y EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA EN EL ÁMBITO MUNDIAL, 14
 - 2.2.1 Panorama de la industria, 14
 - 2.2.2 Determinantes de la demanda, 15
 - 2.2.3 Pronóstico de la industria, 17
- 2.3 COMPORTAMIENTO Y EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA EN EL ÁMBITO LOCAL, 18
 - 2.3.1 Participantes del Mercado, 19
 - 2.3.2 Evolución de precios de crudo ecuatoriano, 21
- 2.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA TANTO LOCAL COMO MUNDIAL, 22
 - 2.4.1 Demanda Local, 24

3. ESTRUCTURA ACTUAL DE LAS COMPAÑÍAS DE SERVICIOS PETROLEROS, 26

- 3.1. ACTIVIDADES, 26
 - 3.1.1.Exploración, 27
 - 3.1.2.Perforación y recolección de datos, 27
 - 3.1.3.Completamiento o terminación de pozo, 27
 - 3.1.4.Levantamiento, 28

- 3.2 OFERTA DE SERVICIOS, 29
 - 3.2.1. Servicios de bombeo y presión, 30
 - 3.2.2. Servicios con cableado, 30
 - 3.2.3. Perforación sub-balanceada (UBD), 31
 - 3.2.4. Servicios de Soporte Marítimo, 31
- 3.3. FUNCIONES REALIZADAS POR LAS COMPAÑÍAS DEL SECTOR, 32
 - 3.3.1. Investigación y desarrollo, 32
 - 3.3.2. Distribución, 33
 - 3.3.3. Ventas y Marketing, 33
- 3.4. RIESGOS ASUMIDOS, 33

4. MARCO TEÓRICO DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA 37

- 4.1. DEFINICIÓN DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA, 37
- 4.2. PRINCIPIO DE PLENA COMPETENCIA, 37
- 4.5. PARTES RELACIONADAS, 41
- 4.6. EVOLUCIÓN EN LA LEGISLACIÓN ECUATORIANA EN MATERIA DE PRECIOS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIAS, 42
 - 4.6.1. Antecedentes, 42
 - 4.6.2. Incorporación del régimen, 43
 - 4.6.3. Incorporación a nivel de LORTI y RLORTI, 44
 - 4.6.4. Resoluciones hasta el ejercicio fiscal 2011, 45
 - 4.6.4.1. Exenciones, 45
 - 4.6.4.2. Normativa y reformas, 47
 - 4.6.5. Resoluciones hasta el ejercicio fiscal 2012, 47
 - 4.6.5.1. Regímenes fiscales preferentes, 47
 - 4.6.5.2. Montos mínimos, 49
 - 4.6.5.3. Formulario 101, 49
 - 4.6.5.4. Ficha técnica, 50
 - 4.6.5.5. Multas, 50
 - 4.6.5.6. RLORTI Art 30.- Deducción por pagos al exterior, 50
 - 4.6.5.6.1. Intereses por créditos del exterior, 50
 - 4.6.5.7. Asignaciones indirectas de costos, 51
- 4.7. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA, 52
 - 4.7.1. Método del precio comparable no controlado, 52
 - 4.7.2. Método del precio de reventa, 53
 - 4.7.3. Método del costo adicionado, 54
 - 4.7.4. Método de distribución de utilidades, 55
 - 4.7.5. Método residual de distribución de utilidades, 56

4.7.6. Método de los márgenes transaccionales de utilidad operacional, 56

5. MODELO ACTUAL UTILIZADO PARA LA REALIZACIÓN DE TRANSACCIONES DE FINANCIAMIENTO INTERCOMPAÑÍA, 58

5.1. ANÁLISIS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA BAJO EL MODELO ACTUAL, 60

5.2. DESVENTAJAS CON EL MODELO ACTUAL, 63

6. MODELO DE REESTRUCTURACIÓN PARA OPERACIONES DE FINANCIAMIENTO PROPUESTO, 66

6.1. PRIMER MODELO PROPUESTO, 66

6.1.1. Selección de tasas de interés, 67

6.1.2. Resumen de préstamos, 73

6.2. SEGUNDO MODELO PROPUESTO, 73

6.2.1. Selección de tasas de interés, 74

6.2.2. Resumen de préstamos, 80

6.3. ANÁLISIS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA, 81

6.3.1. Primer modelo, 81

6.3.2. Segundo modelo, 82

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, 83

7.1. CONCLUSIONES, 83

7.2. RECOMENDACIONES, 86

BIBLIOGRAFÍA, 87

ANEXOS, 90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Escenario 1 modelo actual, 58
Tabla 2: Escenario 2 modelo actual, 59
Tabla 3: Escenario 3 modelo actual, 60
Tabla 4: Análisis de precios de transferencia, escenario 1 del modelo actual, 63
Tabla 5: Análisis de precios de transferencia, escenario 2 del modelo actual, 63
Tabla 6: Análisis de precios de transferencia, escenario 3 del modelo actual, 63
Tabla 7: Tasas de interés pasivas del 30 de mayo al 05 de junio de 2013, 68
Tabla 8: Tasas de interés pasivas del 13 al 19 de junio de 2013, 69
Tabla 9: Tasas de interés pasivas del 18 al 24 de julio de 2013, 70
Tabla 10: Tasas de interés pasivas del 03 al 09 de octubre de 2013, 72
Tabla 11: Resumen de préstamos – primer modelo, 73
Tabla 12: Tasas de interés activas del 30 de mayo al 05 de junio de 2013, 75
Tabla 13: Tasas de interés activas del 13 al 19 de junio de 2013, 76
Tabla 14: Tasas de interés activas del 18 al 24 de julio de 2013, 77
Tabla 15: Tasas de interés activas del 03 al 09 de octubre de 2013, 79
Tabla 16: Resumen de préstamos – segundo modelo, 80
Tabla 17: Análisis de precios de transferencia – primer modelo, 81
Tabla 18: Análisis de precios de transferencia – segundo modelo, 82

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1: Evolución de la Balanza Comercial, 7
Gráfico N° 2: Evolución de las exportaciones petroleras y no petroleras, 7
Gráfico N° 3: Exportaciones de productos tradicionales, 8
Gráfico N° 4: Exportaciones de petróleo crudo, 9
Gráfico N° 5: Precio del barril de petróleo crudo WTI, Oriente y Napo, 10
Gráfico N° 6: Evolución de la Balanza Comercial petrolera y no petrolera, 10
Gráfico N° 7: Evolución de las importaciones por uso o destino económico, 12
Gráfico N° 8: Estructura porcentual del PIB, 13
Gráfico N° 9: Evolución tasas de interés sector productivo-corporativo, 14
Gráfico N° 10. Producción de petróleo Enero - Diciembre 2013: Empresas públicas y empresas privadas (en millones de barriles), 20
Gráfico N° 11: Comportamiento del precio del crudo (Oriente y Napo) y WTI 2013, 21
Gráfico N° 12: Comportamiento del precio del crudo (Oriente y Napo) y WTI 2013, 22
Gráfico N° 13: Demanda por plataformas de perforación y tarifa diaria de los servicios, 23
Gráfico N° 14: Resumen marco teórico de precios de transferencia, 57
Gráfico N° 15: Resumen de pasos modelo 1 y 2, 80

RESUMEN EJECUTIVO

En la actualidad las compañías de Servicios Petroleros, son un componente muy importante en la industria hidrocarburífera, su relevancia radica en que constituyen una fuerza de trabajo especializada que posibilita a las grandes empresas del sector petrolero hacer frente a necesidades técnicas muy concretas en diferentes áreas, con lo cual, resultan imprescindibles en el trabajo diario de una locación petrolera.

Debido a la magnitud de las operaciones realizadas por este tipo de compañías, a menudo se enfrentan a la necesidad de buscar financiamiento para sus inversiones, estas empresas generalmente pertenecen a grupos empresariales, por lo que, en la gran mayoría las operaciones financieras son realizadas con sus casas matrices y demás compañías relacionadas.

Las operaciones entre compañías relacionadas, están sujetas a controles específicos por parte de la Administración Tributaria, a través del Régimen de Precios de Transferencia, el cual contempla un estricto cumplimiento del Principio de Plena Competencia, al ser montos muy elevados los que intervienen en las transacciones de financiamiento de este tipo de compañías, cualquier tipo de contingencia tributaria afectaría la economía de la compañía involucrada y del grupo en general

En este estudio, en primer lugar se realizará un análisis de la Industria de Petróleo y Gas, tanto a nivel local como a nivel mundial, con el fin de conocer el comportamiento de esta industria, su evolución y nivel de demanda.

En un siguiente capítulo, se analizará la estructura actual las compañías del Sector, con el fin de conocer más a fondo sus actividades principales, servicios realizados, funciones principales y riesgos que a menudo asumen dentro de sus operaciones, en este capítulo se evidenciará la importancia de las transacciones de financiamiento dentro de las operaciones de este tipo de compañías.

Posteriormente se presenta una visión general del Régimen de Precios de Transferencia, con el fin de conocer mejor su normativa, formas de aplicación, métodos de evaluación y la importancia del adecuado manejo de esta normativa, en donde se incluyen algunos casos prácticos para ayudar a un mejor entendimiento del mismo.

Los capítulos quinto y sexto constituyen el núcleo de esta investigación, en ellos se realizará un análisis de la eficiencia de las transacciones de financiamiento actuales, para lo cual se han utilizado casos prácticos que permiten evidenciar de mejor manera el efecto que un mal manejo de las transacciones intercompañía puede causar en la economía tanto de la compañía individual como del grupo en general, el objetivo es el de analizar posibles escenarios para las transacciones de financiamiento y sus tasas de interés a pactarse al momento de realizar préstamos con compañías relacionadas, con el fin de establecer un modelo que permita a las compañías asegurar su adecuado manejo y evitar así posibles contingencias tributarias en materia de Precios de Transferencia.

Finalmente, en las conclusiones de este estudio se plantea un modelo en el cual, la compañía involucrada, utilice como referencia las tasas de interés activas del sector corporativo, publicadas por el Banco Central del Ecuador, modelo que pretende ayudar a las compañías del sector evitar posibles contingencias tributarias derivadas del

incumplimiento del Principio de Plena Competencia, maximizando la certeza en la economía tanto de la compañía como del grupo empresarial.

INTRODUCCIÓN

En un mundo como el de hoy, en el que la globalización se ha convertido en el principal motor para el funcionamiento de muchos de los negocios, y, en donde cada vez es más importante el llevar los negocios al ámbito internacional, es necesario adaptarse a las reglas de cada mercado, especialmente a su legislación fiscal.

Es muy importante analizar la globalidad de los negocios, donde las empresas realizan numerosas inversiones y transacciones con entidades de un mismo grupo ya sea en el mismo territorio o alrededor del mundo, tomando en cuenta que gran parte de los negocios son operados por empresas multinacionales, la normativa de Precios de Transferencia se convierte en un tema cada vez más complejo y fundamental a la hora de tomar decisiones. Su correcto manejo puede convertirlo en una efectiva herramienta en la planificación impositiva. El correcto manejo de estos temas permite a las compañías minimizar los riesgos de eventuales contingencias tributarias como ajustes por precios de transferencia o una doble tributación, temas que afectan a la economía del grupo en general, además de crear una cultura proactiva en cuanto a sus impuestos.

La importancia del presente análisis, es evaluar la posibilidad de proponer un modelo estructurado de tal manera que permita a las empresas del sector disponer de una alternativa para manejar de forma idónea las transacciones de financiamiento realizadas con empresas relacionadas, y permitir así a la compañía dar cumplimiento con los requerimientos de la Administración Tributaria con el fin de evitar posibles contingencias.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 DEFINICIÓN DEL TEMA

Reestructuración de la transacción de financiamiento intragrupo en una empresa de servicios petroleros en la ciudad de Quito.

1.2 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN

Las operaciones de financiamiento son de vital importancia para la operación de las compañías, ya que ayudan a las mismas al desarrollo de sus actividades, es por ello que una adecuada administración de dichas operaciones puede generar un impacto positivo en el manejo de los recursos de las compañías pertenecientes a un mismo grupo multinacional.

La administración de los riesgos financieros como riesgos de crédito, de liquidez o de mercado requieren del análisis de la implicación del impacto de los procesos administrativos que se aplican, por lo que es muy importante establecer procesos que permitan a la compañía un manejo más efectivo de dichos temas.

Es además importante saber administrar de forma correcta los impuestos de cada compañía y el cumplimiento de las leyes y reglamentos establecidos por la Administración Tributaria de una forma que permita mitigar los riesgos que a menudo las compañías enfrentan, dentro de los cuales se encuentran contingencias tributarias como ajustes por un mala aplicación o interpretación de la ley, estos riesgos pueden ser eliminados mediante el cumplimiento de todos los lineamientos establecidos por la ley, es por eso que, cuando las transacciones pueden estar sujetas a una cierta interpretación es necesario contar con un esquema o modelo que nos permita tener una adecuada administración de dichas transacciones.

El precio comprendido en una operación de prestación de dinero es la tasa de interés que se acuerda entre ambas partes que intervienen en una negociación, es por ello que se presenta un modelo que puede ayudar a las compañías del sector de servicios petroleros determinar una tasa de interés que permita mitigar riesgos de contingencias tributarias, y así contribuir a un manejo de dichas operaciones que genere una mejora en la forma de administrar la economía de las mismas y que además se encuentre alineado con los requerimientos establecidos por la Administración Tributaria, generando un impacto positivo en la rentabilidad del grupo en general.

1.3 ÁMBITO DEL TRABAJO

- Investigación en diferentes fuentes de información sobre los aspectos generales de la industria, sus principales funciones y riesgos.

- Búsqueda de datos en fuentes de información públicas y disponibles necesarios para el análisis de transacciones de financiamiento que podrían llevarse a cabo en forma similar por empresas del sector.
- Realizar evaluaciones de los datos recolectados para determinar si los mismos podrían dar cumplimiento a los requerimientos de la Administración Tributaria Ecuatoriana.
- Proponer escenarios que permitan a las compañías del sector seleccionar el modelo que más se acerque a los requerimientos de la Administración Tributaria en materia de Precios de Transferencia.

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Reestructuración de la transacción de financiamiento intragrupo en una empresa de servicios petroleros en la ciudad de Quito.

1.4.1 Objetivo General

El objetivo general es analizar la eficiencia de una reestructuración del modelo de financiamiento intragrupo de una empresa de Servicios Petroleros con la finalidad de actuar con pro actividad tributaria y evitar algún potencial cualquier tipo de ajuste fiscal en materia de Precios de Transferencia, contribuyendo así con la eficiencia financiera y economía del grupo en general.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Definir la situación de las compañías pertenecientes a la industria de petróleo y gas.
- Definir la estructura de las compañías de servicios petroleros.
- Realizar un estudio de precios de transferencia de las operaciones de acuerdo a la forma en que se manejan actualmente.
- Analizar la situación actual de las operaciones de financiamiento realizadas por las compañías de servicios petroleros y sus desventajas.
- Identificar opciones de manejo para las operaciones de financiamiento de las compañías de servicios petroleros.
- Proponer un modelo para la realización de operaciones de financiamiento intragrupo en empresas del sector de servicios petroleros.

CAPÍTULO 2

2. INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS LOCAL Y MUNDIAL.

2.1 CONTEXTO MACROECONÓMICO ECUATORIANO

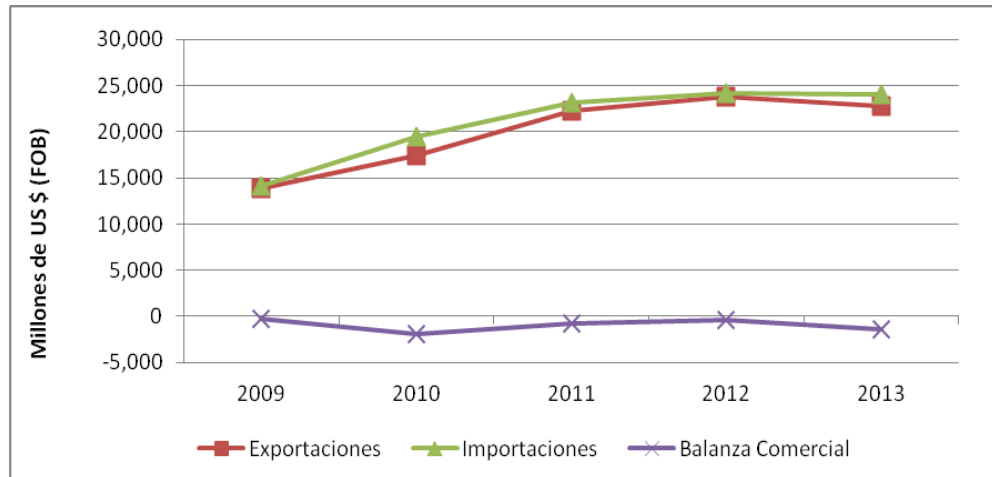
La economía ecuatoriana se ha caracterizado por ser exportadora de productos de bajo valor agregado. Como reflejo de esta característica, sus principales fuentes de ingreso son clasificadas en actividades petroleras (exploración, explotación y exportación de petróleo crudo) y actividades no petroleras, que están representadas principalmente por la exportación de productos primarios como banano y camarón. Dada la vulnerabilidad implícita en este patrón y buscando potenciar los niveles de competitividad, el gobierno ha impulsado, en un proceso de varios años, diversos proyectos para transformar las matrices productiva y energética. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. "Transformación de la Matriz Productiva: Revolución productiva a través del conocimiento y talento humano" (2012)

2.1.1 Panorama comercial y de consumo

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, en los últimos cinco años, la balanza comercial ecuatoriana mantuvo un saldo negativo, es decir, el nivel de importaciones fue mayor al nivel de las exportaciones

que se realizaron al mercado internacional. Este comportamiento se denomina déficit comercial.

Gráfico N° 1: Evolución de la Balanza Comercial

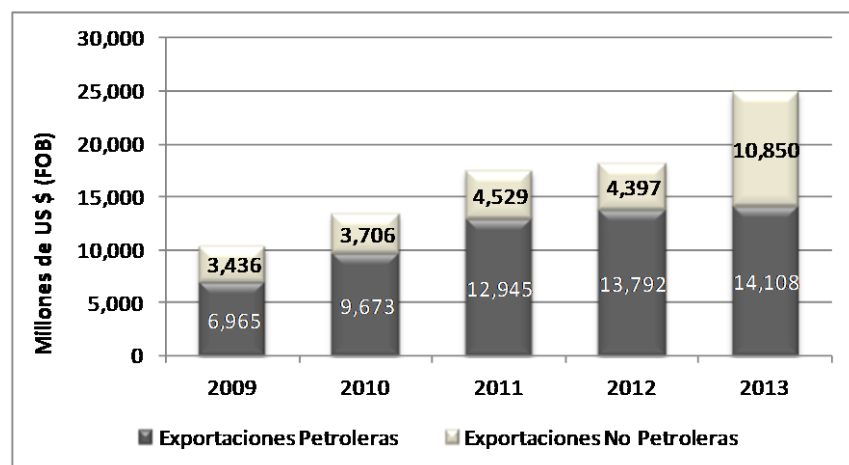


Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

De acuerdo con el Banco Central del Ecuador, las exportaciones están clasificadas en petroleras y no petroleras, dado su nivel de representatividad en la balanza comercial. En el siguiente gráfico se puede apreciar el comportamiento del total de exportaciones en los últimos años:

Gráfico N° 2: Evolución de las exportaciones petroleras y no petroleras

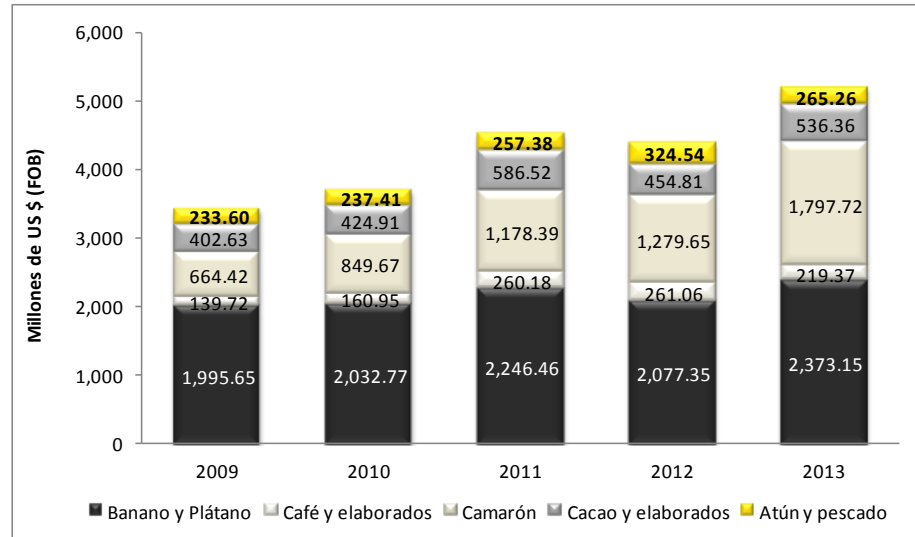


Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

En el siguiente gráfico se puede observar la tendencia de las exportaciones de productos tradicionales durante el periodo de análisis:

Gráfico N° 3: Exportaciones de productos tradicionales

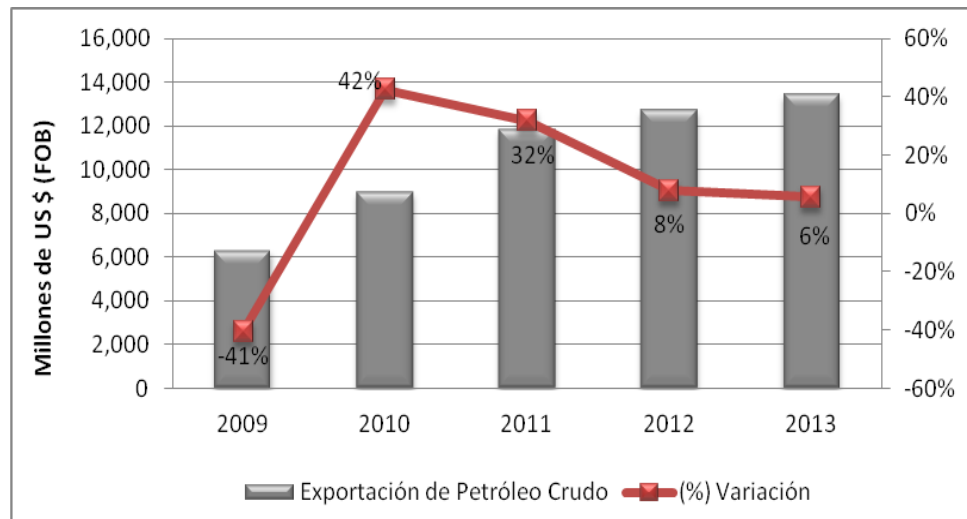


Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

De acuerdo los datos del Banco Central del Ecuador las exportaciones petroleras, que están conformadas por petróleo crudo y derivados de petróleo, alcanzaron una cifra de US \$14,108 millones (FOB) al cierre del 2013 y representaron el 57% del total de exportaciones. Adicionalmente, las exportaciones petroleras crecieron un 2% en el 2013 con respecto al 2012.

A continuación, se presenta la tendencia de las exportaciones de petróleo crudo durante el periodo de análisis:

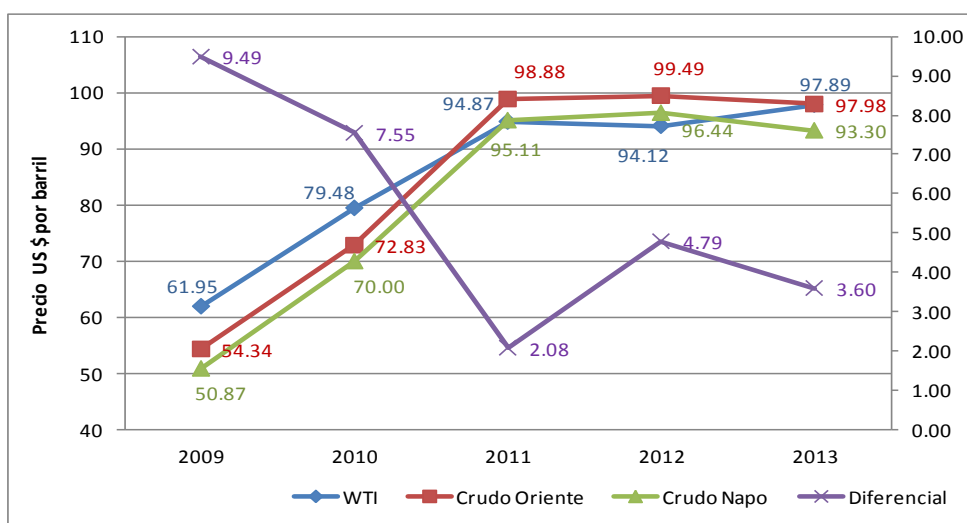
Gráfico N° 4: Exportaciones de petróleo crudo

Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

Históricamente, el precio del barril de crudo WTI (West Texas Intermediate) ha sido un marcador para varios tipos de crudos, con respecto del cual se han fijado, en general con descuento a partir de éste, el precio del barril de los crudos Oriente y Napo, ambos crudos pesados con alto contenido de azufre, exportados por EP Petroecuador. Esta situación sufrió un revés en el 2012, año en el que el precio del barril de crudo ecuatoriano empezó a comercializarse a precios superiores al WTI. Pese a este comportamiento, al cierre del 2013, el precio del barril de crudo ecuatoriano (Oriente y Napo) de acuerdo a los datos del Banco Central del Ecuador se encontró nuevamente por debajo del precio del barril de crudo WTI, que se ubicó en US \$97.98.

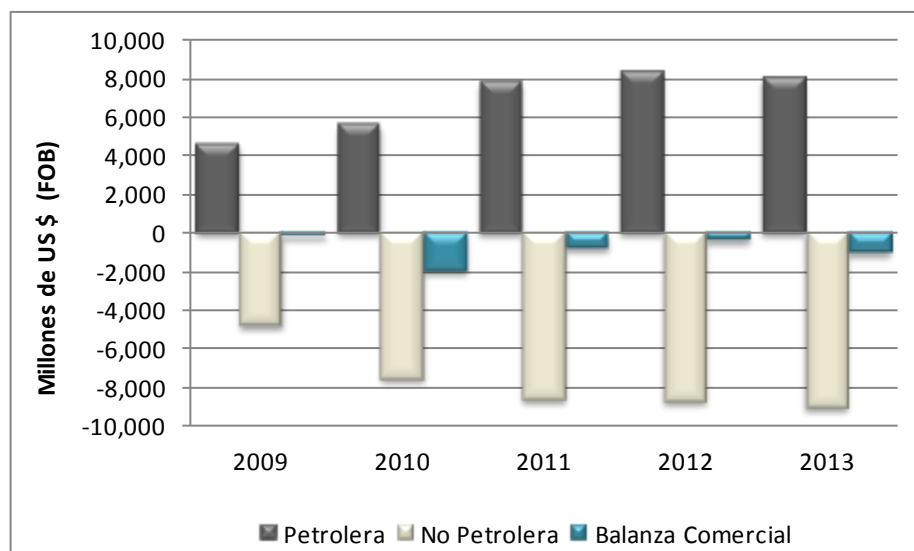
En el siguiente gráfico se puede observar la tendencia de los precios de un barril de crudo WTI, de los crudos ecuatorianos Oriente y Napo y el valor del diferencial WTI – Crudo de Ecuador durante el periodo de análisis:

Gráfico N° 5: Precio del barril de petróleo crudo WTI, Oriente y Napo

Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

En el siguiente gráfico se puede observar la tendencia de la Balanza Comercial petrolera y no petrolera durante el periodo de análisis:

Gráfico N° 6: Evolución de la Balanza Comercial petrolera y no petrolera

Fuente: Banco Central del Ecuador

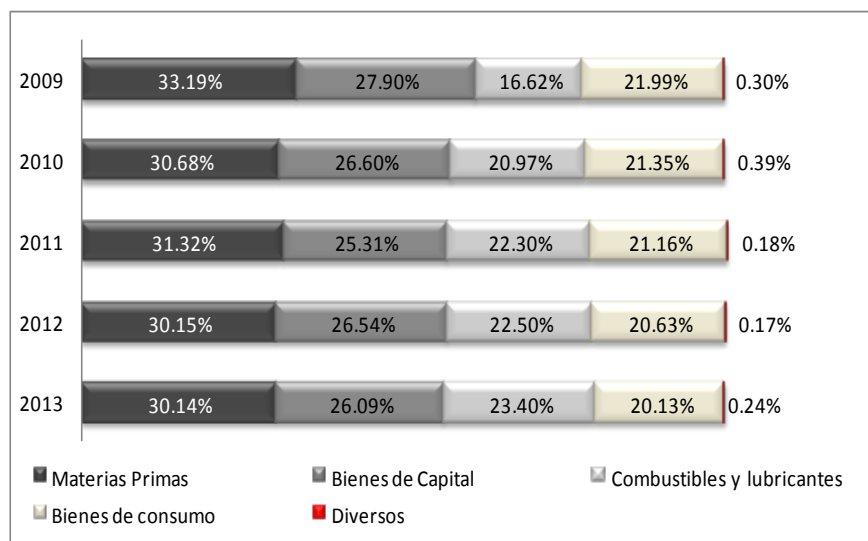
Elaborado por: Malena Torres

En lo referente a las importaciones, entre el 2009 y el 2013 éstas crecieron de US \$14,071 millones (FOB) en el 2009 a US \$25,079 millones (FOB) en el 2013, lo que significa un crecimiento promedio anual de 17%. Los principales destinos de las importaciones los constituyen las materias primas, los bienes de capital, combustibles y lubricantes y bienes de consumo.

Particularmente, las importaciones de combustibles y lubricantes, que representaron aproximadamente el 23% del total importado al cierre del 2013, se han ido incrementando en los últimos años. Esta situación implica que una parte importante del beneficio obtenido por Ecuador como consecuencia del crecimiento de sus exportaciones de petróleo, se ha perdido a causa de la necesidad de importar derivados de petróleo que también han subido de precio en el mercado internacional. Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, “Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador” (**Castro, 2011**)

A continuación, se presenta la tendencia de las importaciones por destino económico durante el periodo de análisis:

Gráfico N° 7: Evolución de las importaciones por uso o destino económico



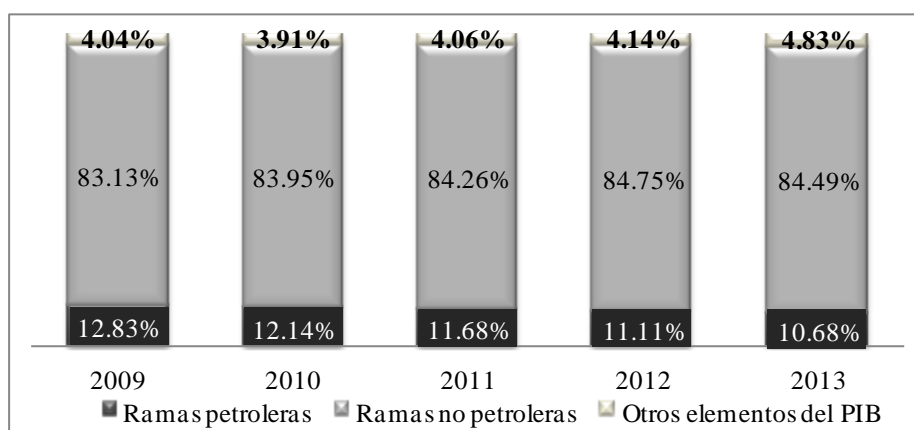
Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

2.1.2 Panorama productivo y agregado

De acuerdo a los datos obtenidos en el Banco Central del Ecuador (2014), durante el periodo de análisis, las ramas petroleras conformadas principalmente por la producción de petróleo y sus derivados, han representado, en promedio, el 12% del PIB; las ramas no petroleras, el 84% y los otros elementos del PIB, el 4% restante.

En el siguiente gráfico se puede observar la estructura del PIB por ramas de actividad económica:

Gráfico N° 8: Estructura porcentual del PIB

Fuente: Banco Central del Ecuador

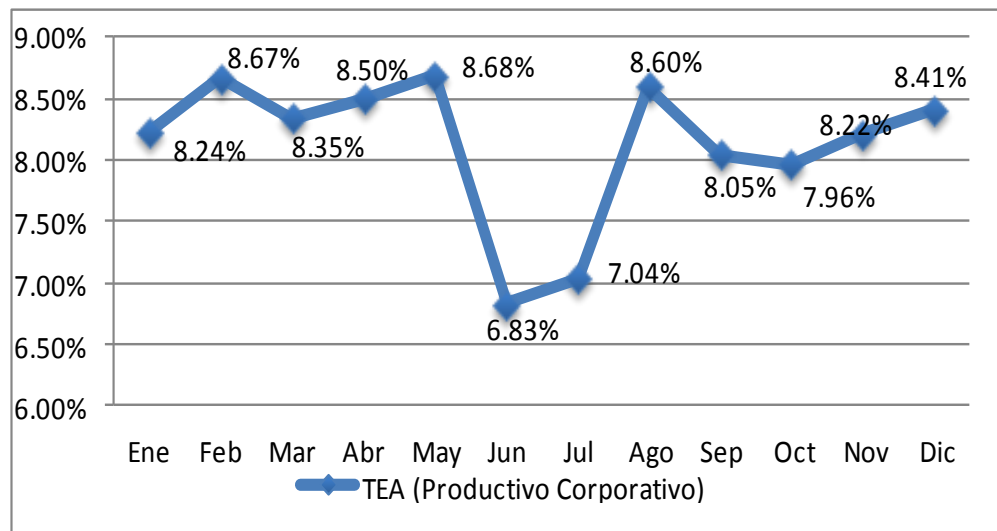
Elaborado por: Malena Torres

2.1.3 Panorama financiero

La tasa efectiva anual (TEA) para los préstamos concedidos por las instituciones financieras al sector productivo-corporativo, presentó un comportamiento volátil durante el 2013 siendo la última semana del mes de junio la que representó la tasa de interés más baja (6.83%). El movimiento de esta variable en el tiempo indica cuánto le cuesta a una compañía endeudarse en el sistema financiero privado ecuatoriano.

A continuación, se presenta la tendencia de la tasa efectiva anual para el sector productivo-corporativo durante el 2013, con base en los reportes de crédito para la última semana de cada mes:¹

¹ Se ha considerado la tasa de interés activa efectiva ponderada por el volumen de crédito por institución financiera del segmento productivo corporativo publicadas por el Banco Central del Ecuador, la misma que es presentada en una periodicidad semanal (de miércoles a jueves). Para efectos del análisis, se ha tomado la tasa ponderada de la semana del último jueves de cada mes.

Gráfico N° 9: Evolución tasas de interés sector productivo-corporativo

Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

2.2 COMPORTAMIENTO Y EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA EN EL ÁMBITO MUNDIAL

2.2.1 Panorama de la industria

De acuerdo a Standard and Poor's S&P (2014):

La industria de equipos y servicios petroleros es una industria altamente diversa y fragmentada que participa en las actividades de producción de petróleo de compañías globales, además de la prestación de asesoría técnica, las compañías que participan en la perforación por contrato y en servicios petrolíferos, los dos segmentos principales de la industria, ofrecen una gran variedad de productos y servicios que generalmente no desempeñan los productores de petróleo. Según el American Petroleum Institute, una organización que estudia la industria, más de 10,000 compañías operan en la

industria de equipos y servicios petrolíferos en los Estados Unidos. Estas compañías varían enormemente en tamaño.

Casi todas las ventas de la industria provienen de los presupuestos de capital de los productores de petróleo y gas. Según IHS Herold, Inc., una compañía de investigación del sector energético a nivel mundial, estos productores gastaron aproximadamente \$764 billones en 2013 en la exploración de petróleo y gas, así como explotando los pozos existentes. Esto representa un incremento del 6% comparado con el año 2012.

2.2.2 Determinantes de la demanda

De acuerdo con Standard and Poor's (S&P) (2014):

Comúnmente se observa y se mantiene la creencia de que un cambio en el precio del petróleo es un indicador primario de un cambio en la demanda de equipo y servicios petroleros. Si bien las tendencias a largo plazo de los precios del petróleo son importantes, la demanda de equipo y servicios petroleros está directamente impactada por cambios en el presupuesto de las empresas de petróleo y gas más que por los cambios en los precios del petróleo.

Un factor con una relación más directa que la demanda de equipos y servicios petroleros, es la rentabilidad proyectada y realizada de proyectos individuales que afectan a la decisión de la compañía de continuar o no con las perforaciones. El tiempo y costos de desarrollo para proyectos individuales son

los factores que afectan a la rentabilidad proyectada y realizada, en vista de que determinan cuál será el retorno sobre la inversión que una compañía tendrá en comparación con otros proyectos. Incluso si un proyecto está pronosticado como rentable, éste podría no cumplir con el retorno sobre la inversión requerido por el operador.

Otros de los factores que determinan el nivel de equipamiento y servicios son:

- El descubrimiento de petróleo en determinadas áreas puede disparar la demanda de equipos de perforación que no está directamente vinculada a la evolución de los precios. En concreto, esto puede estimular la demanda de equipos de perforación de cierto tipo en determinadas áreas geográficas.
- Los cambios en la política del gobierno que abren nuevas áreas para la perforación o hacen más rentables las perforaciones debido a la reducción en el pago de regalías, pueden afectar también la demanda de equipos de perforación y su cuota diaria de arrendamiento.
- En relación a la importancia del presupuesto a mediano y largo plazo de los gastos en servicios y equipo petrolíferos en la determinación de la demanda de la industria, incrementos en los gastos de capital en energía por parte de países como Brasil e Irak, pueden también afectar la demanda en la industria de forma significativa.

2.2.3 Pronóstico de la industria

A partir de principios de marzo de 2014, la perspectiva fundamental de Standard and Poors (S&P) para los próximos 12 meses para las sub-industrias del Oil & Gas Drilling y Oil & Gas Equipment & Services era neutral. Standard & Poor's "Oil & Gas: Production &Marketing" (S&P, 2013)

S&P espera ver un crecimiento del 5% al 9% en el gasto de capital de 2014. Mientras esto tiene un efecto positivo en la demanda de equipos y servicios de campos petroleros, esto se ve atenuado por las preocupaciones sobre la debilidad que pueda existir a corto plazo sobre el trabajo en aguas profundas. Estas preocupaciones son alimentadas por el debilitamiento de la demanda mundial, incluso en los mercados emergentes como el de China; aumento de la oferta fuera de la OPEP; y una mayor influencia en el mercado terrestre de Estados Unidos, donde la demanda de servicios de petróleo es más volátil y acosada por las presiones de exceso de oferta. Standard & Poor's "Oil & Gas: Production &Marketing" (S&P, 2013)

En los mercados internacionales, S&P espera que los esfuerzos de reducción de costos y mejoras en la eficiencia de la cadena de suministro mejorarán los márgenes en 2014 que en el 2013 se encontraban en problemas. S&P prevé el Mar del Norte, Rusia y el Medio Oriente para tener las mejores mejoras internacionales, con Brasil y México utilizados como comodines. Standard & Poor's "Oil & Gas: Production &Marketing" (S&P, 2013)

2.3 COMPORTAMIENTO Y EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA EN EL ÁMBITO LOCAL

En cuanto a reservas probadas de hidrocarburos, el Ecuador es el tercer país en América del Sur en volumen, detrás de Venezuela y Brasil. Los pozos en la actualidad están considerados como “maduros”, por lo que requieren de nuevas inversiones para mantener y aumentar la producción. El Universo “Ecuador intentará mantener su producción actual de crudo durante 5 años más” **(2013)**

Los yacimientos de crudo liviano y medio que Ecuador explota en la Amazonía Norte, han entrado en declive; mientras que las áreas ubicadas en la franja subandina, y en el suroriente del país presentan crudo pesado y extra pesado, lo que requiere fuertes inversiones. El costo de producción del campo ITT (por sus siglas: Ishpingo-Tambococha-Tiputini) ubicado en la franja subandina, ha sido calculado en \$12 por barril, de acuerdo al informe presentado a la Asamblea Nacional por el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, siendo casi el doble de los \$6 a \$8 que registra Petroamazonas en los campos maduros. Gestión, “La nueva frontera petrolera” **(Escobar, 2014)**

En general, el país produce alrededor de 500,000 barriles diarios de petróleo, de los cuales 200,000 barriles sirven para el consumo interno y los 300,000 restantes se exportan principalmente a China, que compra alrededor del 90% de este crudo. El Universo “Ecuador intentará mantener su producción actual de crudo durante 5 años más” **(2013)**

Por otra parte, las compañías involucradas en la prestación de servicios petroleros cumplen una función muy importante en la producción, distribución y/o comercialización de crudo. Actualmente, en el Ecuador se pueden identificar empresas que se dedican a distintas líneas de servicios, dentro de las cuales se destaca la prestación de servicios de perforación. Este segmento se caracteriza por ser uno de los más rentables de la industria, ya que el costo de las torres de perforación, maquinaria y equipos implicados en este proceso son muy elevados; por lo cual las empresas productoras, incluida Petroecuador, optan por rentar o contratar este tipo de servicio, para disminuir costos y maximizar su rentabilidad.

Adicionalmente, existen otros tipos de servicios relacionados con el transporte, mantenimiento de las torres, maquinaria y equipos.

Es importante destacar que las empresas prestadoras de servicios han enfocado sus esfuerzos en obtener un número razonable de clientes o contratos suficientes con compañías productoras, con el objetivo de que su inversión en maquinaria petrolera se recupere en un ciclo de vida adecuado a la estructura del negocio. “Los crudos pesados en el horizonte” (**Gestión, 2013**)

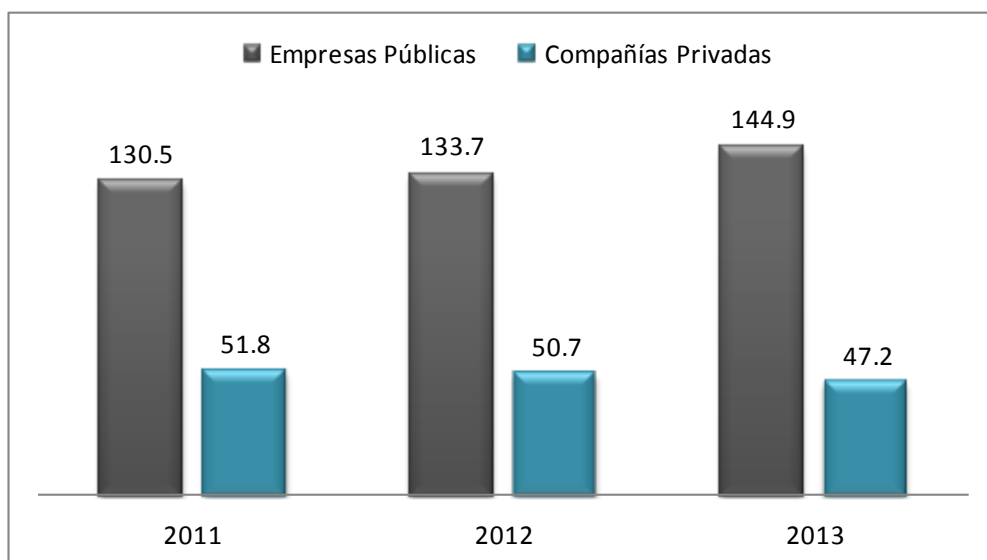
2.3.1 Participantes del Mercado

En Ecuador se encuentran aproximadamente 15 compañías operadoras establecidas en el país. Entre este grupo de compañías se encuentran dos empresas públicas, EP Petroecuador y Petroamazonas EP, una compañía de economía mixta que es Rio Napo (EP Petroecuador es accionista de dicha

compañía en un 70 % y PDVSA es dueña del 30%). Actualmente más del 70% de la producción nacional de hidrocarburos es realizada por empresas públicas. Además de las compañías anteriormente mencionadas se encuentran compañías privadas como: Andes Petroleum, Repsol, Petroriental, Agip Oil Ecuador, Enap Sipetrol, entre otras, que en conjunto producen aproximadamente el 25.4% del total del crudo ecuatoriano. Banco Central del Ecuador, “Estadísticas macroeconómicas” (2013)

En el gráfico a continuación se puede apreciar la producción de crudo de empresas privadas y públicas:

Gráfico N° 10. Producción de petróleo Enero - Diciembre 2013: Empresas públicas y empresas privadas (en millones de barriles)



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

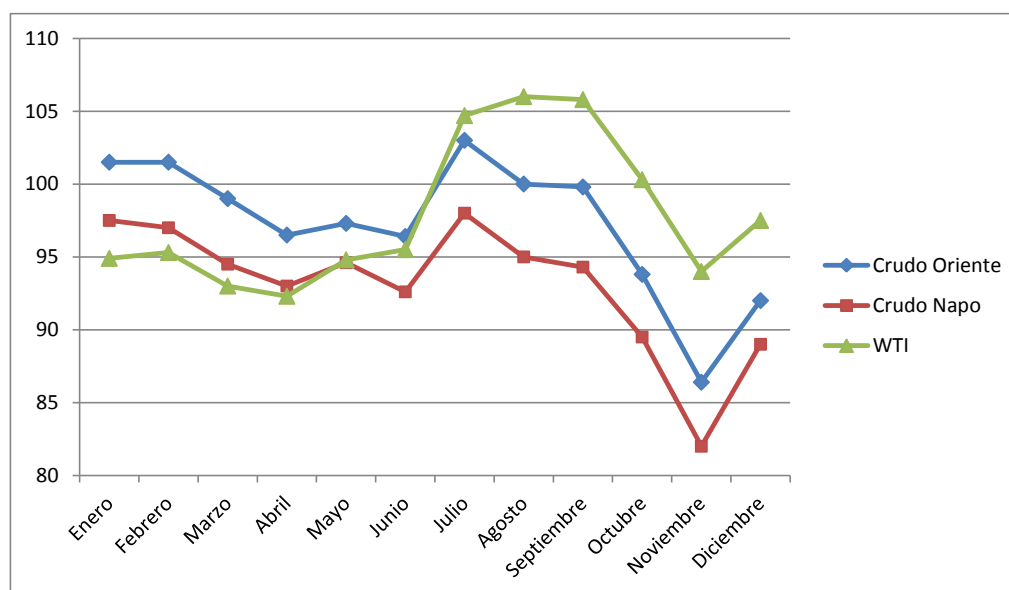
2.3.2 Evolución de precios de crudo ecuatoriano

El West Texas Intermediate (WTI) en diciembre de 2013 alcanzó un valor promedio de US \$97.72 por barril, con un crecimiento anual de 10.76% en comparación con diciembre de 2012. Los crudos Oriente y Napo mostraron una caída en sus precios de 2.70% y 2.00% con relación a diciembre de 2012.

Banco Central del Ecuador, “Estadísticas macroeconómicas” (2013)

A continuación se presenta un gráfico donde se puede observar el comportamiento del precio del crudo Oriente y Napo con respecto al WTI:

Gráfico N° 11: Comportamiento del precio del crudo (Oriente y Napo) y WTI 2013



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Malena Torres

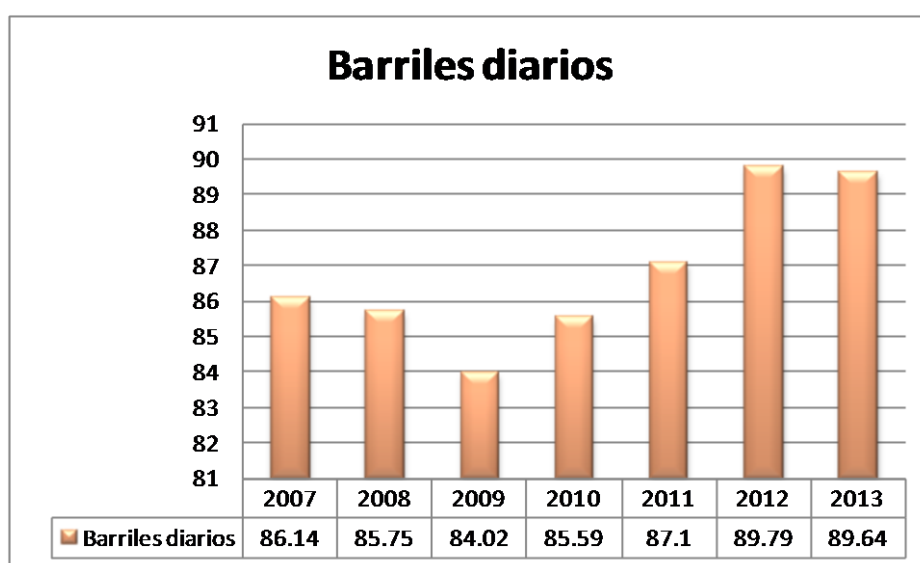
2.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA TANTO LOCAL COMO MUNDIAL

En su informe mensual, la AIE (Agencia Internacional de la Energía) prevé un consumo de petróleo de 89.74 millones de barriles diarios (mbd) en 2013 y de 90.77 mbd en 2014. OPEP prevé mayor consumo de petróleo gracias a recuperación económica en 2013 y 2014. (EMOL, 2013).

El aumento anual será de 1.2% de media debido a la degradación de la economía mundial. La demanda de petróleo pasará de 89.64 millones de barriles por día en 2013 a 90.68 millones en 2014. OPEP prevé aumento de demanda mundial de petróleo para 2014. (Portafolio.co, 2013)

A continuación se muestra el cuadro del consumo mundial de petróleo desde 2007 y su respectivo crecimiento anual hasta el 2013, expresado en millones de barriles:

Gráfico N° 12: Comportamiento del precio del crudo (Oriente y Napo) y WTI 2013



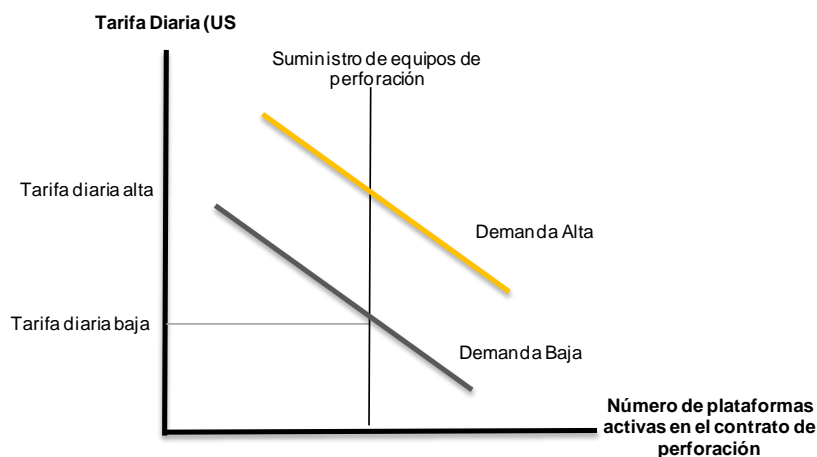
Fuente: Administración de Información Energética de Estados Unidos. AIE

Elaborado por: Malena Torres

Standard & Poor's Industry Surveys (2014) refiere que, la demanda de servicios de perforación y otros servicios relacionados es una demanda derivada de las necesidades de las empresas productoras. Por este motivo, cuando las actividades de dichas empresas disminuyen, la demanda de servicios se contrae, generando un exceso de capacidad (sub-utilización de plataformas de perforación y equipamiento). En los períodos en los que la demanda se incrementa, los equipos son utilizados al límite de su capacidad. Las variaciones en la demanda de servicios, provocadas por las fluctuaciones en los servicios de producción y exploración, provocan oscilaciones en las tarifas cobradas.

A continuación se presenta el gráfico de la demanda de plataformas de perforación y precios de los servicios por tarifa diaria:

Gráfico N° 13: Demanda por plataformas de perforación y tarifa diaria de los servicios



Fuente: Standard & Poor's
Elaborado por: Malena Torres

2.4.1 Demanda Local

Al igual que la demanda internacional de servicios petroleros, a nivel local la demanda está impulsada por el nivel de inversión en producción y mantenimiento de reservas por parte de las empresas dedicadas a esta actividad, cuya aversión al riesgo depende del comportamiento del precio del crudo y el ambiente regulatorio, que marcan sus ingresos.

Los servicios más demandados por la empresa estatal Petroecuador durante 2013 fueron:

- Pruebas iniciales
- Completación
- Cementación
- Evaluación de nuevas zonas
- Modificación en métodos de producción

Durante el segundo trimestre de 2013, la producción nacional de petróleo alcanzó un total de 47.4 millones de barriles, equivalentes a un promedio diario de 520.4 miles de barriles, superior en 4.0% a la alcanzada en el primer trimestre de 2013 y en 4.1% a la del segundo trimestre de 2012. Banco Central del Ecuador. “Reporte del Sector Petrolero” (2013)

Entre abril y diciembre de 2013, las empresas petroleras públicas tuvieron una producción de crudo de 144.90 millones de barriles, un promedio diario de 397.00 miles de barriles, superior en 4.4% al trimestre inmediatamente anterior. Este nivel de producción fue determinada por las inversiones realizadas en el sector petrolero por el Gobierno Nacional durante los años 2011 y 2012; los cambios de las políticas de producción realizadas a fines de 2012; y la aplicación de nuevas y mejores técnicas de producción por parte de las empresas públicas. Por otro lado, las compañías privadas, en el mismo período de análisis, produjeron 47.2 millones de barriles, con una producción promedio diaria de 129.30 miles de barriles. Superior en 2.8% a la producción del primer trimestre de 2013, pero inferior en un 5.4% a la reportada en el segundo trimestre de 2012 Banco Central del Ecuador. “Estadísticas Macroeconómicas” **(2013)**

En cuanto a la demanda de combustibles en Ecuador, entre el 2012 y el 2013 el consumo de la gasolina extra subió un 6,1% mientras que el consumo de la gasolina súper bajó 5,1%. Esto se explica por el aumento del octanaje en la gasolina extra. El Comercio. “Cómo actuar ante la baja de octanaje de la gasolina” **(Araujo, 2013)**

CAPÍTULO 3

3. ESTRUCTURA ACTUAL DE LAS COMPAÑÍAS DE SERVICIOS PETROLEROS

3.1. ACTIVIDADES

De acuerdo a los datos de Standard and Poor's Industry Surveys (2014):

La industria de servicios petroleros es la principal fuente mundial de equipamiento y servicio para las principales compañías productoras de petróleo y gas. El equipo, las herramientas y los servicios que las compañías de prestación de servicios proveen a las productoras incluyen cada fase de la producción, desde la exploración de petróleo o gas natural, desarrollo, procesamiento y transporte. Los principales proveedores de servicios petrolíferos participan activamente proporcionando equipo, herramienta y servicios para las fases de exploración, desarrollo y producción, las cuales se detallan a continuación.

3.1.1.Exploración

El primer paso en el proceso de producción es la búsqueda de petróleo y gas natural por parte de geólogos. Una vez que las acumulaciones de hidrocarburos son ubicadas, las condiciones subterráneas son investigadas usando tecnología sísmológica y otras tecnologías para construir mapas subterráneos de la reserva.

3.1.2.Perforación y recolección de datos

Aunque la exploración arroja muchos datos respecto a la potencial presencia de petróleo y gas natural, la única manera de saber con certeza es realizando actividades de perforación en un pozo de prueba (exploratory well). Cuando una compañía hace perforaciones de prueba, la información referente al pozo es recolectada y analizada, incluyendo detalles sobre las propiedades físicas de la formación, para evaluar la viabilidad económica. Este proceso de acumulación de datos es conocido como recolección de datos (logging). Si se encuentran cantidades viables, el proceso se mueve a la fase de terminación.

3.1.3. Completamiento o terminación de pozo

Si un pozo es considerado viable, debe ser terminado antes de que la producción comience. En otras palabras, una, o más vías de acceso deben ser construidas para que los hidrocarburos sean transportados desde la reserva hasta la superficie.

Ductos de acero son utilizadas en el ducto subterráneo para evitar que las paredes de tierra se desmoronen y que los fluidos migren a otra formación. Los tubos, también hechos de acero, son la vía del petróleo o gas natural hacia la superficie. La tubería en sí representa el segundo costo más alto de la perforación de un pozo, después de los costos del personal contratado.

3.1.4. Levantamiento

Existen diferentes métodos de levantar el petróleo o gas natural a la superficie. El método más apropiado depende de si se trata de petróleo o de gas natural y de las características de la formación. Debido a la naturaleza pesada y viscosa del petróleo, la mayoría de los pozos petroleros requieren de sistemas artificiales de levantamiento. Un pequeño porcentaje de pozos fluyen libremente sin estímulo alguno debido a la presión de la reserva. En comparación, el gas natural es mucho más liviano, y muchos pozos son producidos por la presión natural de la formación.

Hay tres etapas en el levantamiento, que requieren diferentes sistemas mecánicos. Durante la recuperación primaria, el petróleo es empujado hacia la superficie utilizando bombas y la presión natural de la reserva. La recuperación secundaria requiere estimular el petróleo, normalmente inyectando agua o gas natural. Métodos de recuperación terciaria incluyen inyección de dióxido de carbono, vapor, o químicos adentro de la formación. Inundación de fuego, o combustión también pueden ser utilizados para incrementar la presión

3.2 OFERTA DE SERVICIOS

De acuerdo a Standard & Poor's Industry Surveys (2014):

La industria energética es única y requiere de personal con experiencia y equipo avanzado. Para muchos de los productores es más eficiente contratar a compañías con experiencia y el equipo apropiado que hacerlos ellos mismos, dando pie a servicios y equipos complementarios que conforman la industria de servicios y equipos petroleros

Hay cuatro tipos de negocios de equipos y servicios según S&P: (i) Plataformas de alta mar; (ii) plataformas terrestres; (iii) equipos de perforación; y (iv) servicios. Las compañías de perforación, independientes de las compañías de servicios y equipos petrolíferos, proveen las plataformas y las operan, ya sea por medio de contratos temporales o a largo plazo.

Mientras las compañías de perforación proveen las plataformas desde donde se perfora, las compañías de servicios proveen el equipo y la experiencia necesaria para acelerar la perforación del pozo. El principal objetivo de este tipo de compañías es proveer servicios auxiliares y técnicos especializados. Este tipo de compañías cubren un amplio rango de servicios, desde manufactura de equipo (ya sea en sus plantas o en el campo de trabajo), el mantenimiento de dicho equipo, y prestación de servicios relacionados. Los clientes son generalmente productores de petróleo y gas natural, aunque de la misma forma estas compañías pueden ser contratadas por empresas de perforación directamente.

Casi todos los jugadores del mercado de servicios petrolíferos proveen una variedad de servicios. Algunos de estos servicios incluyen:

3.2.1. Servicios de bombeo y presión

Esto incluye la cementación (en el contexto de la industria petrolífera) y estimulación del pozo. Durante la cementación del pozo, se bombea el cemento dentro del pozo y hacia la superficie mediante el espacio que existe entre la tubería de revestimiento y el borde del ducto u orificio. Una vez sólido, el cemento protege a la tubería de la corrosión y ayuda a controlar el pozo. La estimulación del pozo incluye el proceso de acidificación y fracturación, que implica el bombeo a presión de ácido o agua dentro del pozo y hacia los yacimientos de petróleo para crear caminos mediante los cuales el petróleo y el gas puedan fluir hacia el pozo. Una técnica similar involucra la inyección de dióxido de carbono al yacimiento para conducir el petróleo hacia una reserva en la cabeza del pozo. Todos los tipos de fracturación ayudan a optimizar la producción. La fracturación es particularmente popular entre los productores de gas natural de Norteamérica. Los principales proveedores de este tipo de servicios son Halliburton Energía Services Group, Schlumberger, y Baker Hughes. Entre otros.

3.2.2. Servicios con cableado

La obtención y rastreo de datos dentro del pozo por medio de cableado interno es un mecanismo de registro de datos. Estos servicios implican internar

instrumentos electrónicos especializados dentro del pozo mediante redes de cableado interno (cable firme y delgado hilado en un carrete). De esta manera, los instrumentos transmiten hacia la superficie los datos obtenidos dentro del pozo. El rastreo de datos con cableado puede ser proporcionado tanto en pozos francos (pozos con ductos sin tubería de revestimiento) como en pozos entubados. Los registros en pozos francos son más comunes ya que miden propiedades físicas de las formaciones subterráneas y ayudan a determinar la ubicación del petróleo y de las reservas. Por otro lado, las operaciones en pozos entubados abarcan: (i) la recaudación de datos en pozos productivos y (ii) los servicios mecánicos tales como perforación, que permiten que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo. Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, y Weatherford International dominan este mercado.

3.2.3. Perforación sub-balanceada (UBD)

UBD ocurre cuando la presión que existe en el fondo del ducto es menor que la presión de la formación que se está perforando. Cuando la presión en el yacimiento es menor que la de la reserva, el flujo de hidrocarburos y gas mejora. Ciertos líquidos de perforación pueden ser utilizados para crear la diferencia en presiones que ocurre en el UBD.

3.2.4. Servicios de Soporte Marítimo

Los servicios de soporte marítimo incluyen el remolque y ancla para el equipo de perforación ambulante, la aportación de equipo para contratistas de

perforación alta mar, y el transporte de los suministros y del personal para los contratistas de perforación alta mar. Los servicios de transporte son proporcionados en combinación por buques y helicópteros. Tidewater, Inc. domina este segmento. Otros participantes incluyen Seacor Holdings, Inc., Hornbeck Offshore Services, Inc., Trico Marine Services, Inc., y GulfMark Offshore Inc. Operadores de helicópteros transportan empleados desde y hacia las plataformas de manera más rápida que los botes. Operadores en este negocio incluyen: Bristow Group Inc., PHI Inc. y Seacor Holdings' Era Aviation.

3.3. FUNCIONES REALIZADAS POR LAS COMPAÑÍAS DEL SECTOR

3.3.1. Investigación y desarrollo

Las compañías de servicios petroleros usualmente llevan a cabo inversiones considerables en investigación y desarrollo, ya que la calidad, el nivel de servicio al cliente y la habilidad para prestar el servicio son primordiales en la industria.

Sin embargo, en el caso de las empresas que operan en Ecuador las operaciones de investigación y desarrollo son generalmente llevadas a cabo por sus casas matrices ubicadas en el exterior.

3.3.2. Distribución

En varios casos las compañías de servicios petroleros se encargan de la distribución de materiales terminados a sus filiales, los cuales son necesarios para la realización de sus actividades.

3.3.3. Ventas y Marketing

Las gestiones de ventas son una función importante como en cada negocio, en cuanto a gestiones realizadas por las empresas de servicios petroleros, tomando en cuenta que aquellas que operan en Ecuador pertenecen generalmente a grupos multinacionales, cada una de las filiales es encargada de mantener el nivel de ventas acorde al sector en que las mismas operan.

Los temas de marketing cumplen un papel importante dentro de las compañías, las principales actividades realizadas son la realización de publicidad en internet, envío de mails y diseño gráfico de la compañía.

3.4. RIESGOS ASUMIDOS

Con independencia de los mecanismos de mitigación que utilice una compañía para limitar los efectos de los riesgos que puedan afectarla, las actividades económicas implican la administración de las contingencias derivadas de la operación en entornos determinados, con funciones específicas y haciendo uso de los activos respectivos.

El negocio de la industria de servicios petroleros es cíclico y depende de las condiciones en la industria del petróleo y el gas natural, lo cual repercute en el nivel de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural y los gastos del capital de las empresas de petróleo y gas natural. La disposición de los clientes de la industria para llevar a cabo las actividades de exploración y producción depende en gran medida de las condiciones del sector que son influenciados por numerosos factores que están más allá del control de las compañías de la industria. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto material adverso en el negocio, situación financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.

Las empresas de servicios petroleros dependen de la disposición de sus clientes para hacer los gastos operativos y de capital para la prospección, desarrollo y producción de petróleo y gas natural. Si estos gastos disminuyen, el negocio puede sufrir. La industria del petróleo y el gas ha sido tradicionalmente volátil, es muy sensible a los ciclos de oferta y demanda y está influenciada por una combinación de largo plazo y tendencias cíclicas. Algunos de los factores de los cuales la industria depende son los siguientes:

- La oferta y la demanda de petróleo y gas natural, incluyendo la capacidad de almacenamiento y su uso.
- Los precios actuales y futuros del petróleo y el gas natural, la estabilidad percibida y la sostenibilidad de esos precios.
- La oferta y la demanda de equipos de servicio.
- El costo de la exploración, desarrollo, producción y distribución de petróleo y gas natural.

- La regulación de las actividades de perforación.
- Las tasas de descubrimiento y desarrollo de nuevas reservas de petróleo y gas natural
- Las tuberías disponibles y capacidad de transporte.
- Las condiciones climáticas que pueden afectar las operaciones de petróleo y gas natural en la zona.
- La inestabilidad política.
- Condiciones económicas nacionales e internacionales.
- El precio y la disponibilidad de combustibles alternativos.

SEC. C&J Energy Services, Inc 10K Report. **(2014)**

Como se puede observar son muchos los servicios ofrecidos por las compañías del sector de servicios petroleros, la importancia de estos servicios radica en que las compañías productoras de petróleo debido al costo elevado de los equipos y de la maquinaria necesaria para la realización de las actividades de perforación, soporte, cableado, bombeo, etc. prefieren contratar estos servicios.

A medida que la demanda aumenta, genera en las empresas la necesidad de realizar la compra de nueva maquinaria y equipos o mantenimiento de equipos actuales, lo cual significa la realización de inversiones bastante altas, este tipo de inversiones podrían afectar la liquidez financiera (efectivo, bancos, etc.) la cual es necesaria para cubrir las obligaciones o situaciones de emergencia presentadas en la compañía es por ello que es necesario el financiamiento de estas inversiones, y dado que, las compañías del sector usualmente pertenecen a grupos de compañías multinacionales, estos financiamientos muchas veces son realizados por medio de su casa matriz o de

compañías pertenecientes al mismo grupo, por lo cual es necesario un adecuado manejo de las transacciones especialmente en materia de precios de transferencia, puesto que las contingencias derivadas del mal manejo de las mismas, debido a las altas sumas de dinero que se manejan en el sector puede perjudicar en gran magnitud la rentabilidad de la empresa y del grupo en general.

CAPÍTULO 4

4. MARCO TEÓRICO DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA

4.1. DEFINICIÓN DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA

El precio de transferencia es el precio que pactan dos empresas que pertenecen a un mismo grupo empresarial o a una misma persona. Mediante este precio se transfieren utilidades entre ambas empresas. Una le puede vender más caro o más barato, a diferencia del precio de mercado. Por lo tanto, el precio de transferencia no siempre sigue las reglas de una economía de mercado, es decir no siempre se regula mediante la oferta y la demanda. “Precios de transferencia” (**Mundo Fiscal, 2012**)

4.2. PRINCIPIO DE PLENA COMPETENCIA

Se enuncia en el Artículo 9 del Modelo de Convenio Fiscal de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) de la siguiente forma: “donde hubieren condiciones pactadas o impuestas entre dos empresas en sus relaciones comerciales y financieras que difieren de aquellas que hubieran ocurrido entre empresas independientes, toda utilidad que, de no ser por esas condiciones, se hubiera obtenido en una de las empresas, pero, por causa de estas condiciones, no se obtuvo, puede incluirse en la utilidad de dicha empresa y

gravarse en consecuencia”. Es decir que, aquella diferencia que se dé entre el precio pactado por una compañía con su compañía relacionada y el precio de mercado se considerará dentro de la utilidad de la empresa y tendrá efectos tributarios para la misma.

4.3. RANGO INTERCUARTIL

El rango intercuartil el cual constituye un mecanismo conservador para la obtención de un rango de valor de mercado y se encuentra vigente en el Régimen de Precios de Transferencia del Ecuador, consiste en establecer un rango estadístico de valores y estimar que una empresa que se encuentre operando a valores de plena competencia, obtendrá resultados que se encuentren al menos cercanos a la mediana de dicho rango, caso contrario se entendería que podría existir una anomalía en materia de precios de transferencia. En principio se estima que esta operación podrá obtener un resultado más confiable de lo que sería la utilidad operativa estimada de un negocio de estas características en un entorno de plena competencia

Rango Intercuartil: es la diferencia entre el percentil 75 y el percentil 25, este estadístico concentra el 50% de los datos alrededor de la mediana y permite tener una idea de la variabilidad de los datos, sin tomar en cuenta los valores más altos y los más bajos. En la determinación del rango intercuartil, se descarta el 25% de las observaciones que se ubican en la parte alta del rango total de observaciones y el 25% de las observaciones que se ubican en la parte baja del rango total de observaciones.

Mediana: Es aquel valor donde no más del 50% de las observaciones de la muestra se encuentran localizadas por arriba o por debajo del rango intercuartil.

Cuartiles: es la división de la información en cuatro partes iguales. Los cuartiles son tres valores que dividen a la serie de datos en cuatro partes iguales.

- **Primer cuartil:** es el valor de la variable para un porcentaje acumulado del 25%.
Considera el 25% de la información a su izquierda y el 75% a la derecha.
- **Segundo cuartil:** es el valor de la variable para un porcentaje acumulado del 50%. Considera el 50% de la información tanto a la derecha como a la izquierda, este coincide con la mediana.
- **Tercer cuartil:** es el valor de la variable para un porcentaje acumulado del 75%.
Considera el 75% de la información a la izquierda y el 25% a la derecha.

Una vez establecido el rango intercuartil se considera a los valores entre el primero y tercer cuartil como valores de mercado, es decir que, aquellos valores que se encuentren fuera del rango estarán incumpliendo con el principio de plena competencia y generarían posibles contingencias tributarias.

4.4. AJUSTE POR PRECIOS DE TRANSFERENCIA

En el caso de las transacciones de financiamiento las contingencias o ajustes por Precios de Transferencia pueden darse tanto para el prestamista en el caso de que se establezca una tasa que se encuentre por debajo del rango establecido por la Administración Tributaria, ya que se considera que la compañía está cobrando a su relacionada menos de lo que se cobraría a un tercero independiente por una

transacción similar o para el prestatario en caso de que la tasa establecida se encuentre por encima del rango, puesto que se consideraría que la empresa está pagando a su relacionada más de lo que pagaría a un tercero independiente, en cualquiera de los casos se incumpliría con el principio de plena competencia.

Por ejemplo, en caso de que se realice un préstamo de la empresa A a la empresa B, con una tasa de interés equivalente a 5% suponiendo que, al realizarse el cálculo del rango intercuartil de acuerdo a lo establecido por la Administración Tributaria el valor de cuartil inferior es igual a 6% y el valor de la mediana es igual a 8% se considera que la compañía no cumple con el Principio de Plena Competencia puesto que está cobrando a su relacionada un valor menor al que cobraría a un tercero independiente por lo que se deberá realizar un ajuste con respecto a la mediana, es decir que, si el valor prestado a la empresa B es de US\$ 1,000,000.00 el ajuste será por US\$1,000,000.00 x 3% (mediana – tasa pactada) de interés de la siguiente forma:

Prestamista	Prestatario	Plazo (días)	Monto del préstamo US \$	Tasa de Interés	Rango Intercuartil			Dif. con mediana	Ajuste
					Cuartil Inferior	Mediana	Cuartil Superior		
Empresa A	Empresa B	335	1,000,000	5.0%	6.00%	8.00%	10.00%	-3.00%	27,917

Elaborado por: Malena Torres

En donde el monto del ajuste resulta de la multiplicación del monto del préstamo por el plazo en días del préstamo y finalmente por el valor de la diferencia entre la mediana y la tasa establecida dividido todo para 360 (referencia en días de un año calendario).

$$\frac{(\text{Monto del préstamo} * \text{plazo en días} * \% \text{diferencia con la mediana})}{360}$$

De acuerdo al ejemplo, el ajuste por Precios de Transferencia para la empresa A o prestamista es de US \$27,917, este valor se deberá declarar como utilidad para la empresa aumentando la base imponible.

Al realizar el análisis por parte de la compañía B o prestataria, se provocaría el mismo efecto en caso de que la compañía pague a su relacionada una tasa mayor a la tasa equivalente al cuartil superior del rango intercuartil, en cualquiera de los dos casos la rentabilidad del grupo se ve afectada.

4.5. PARTES RELACIONADAS

El Servicio de Rentas Internas define a las partes relacionadas como aquellas en las que se participe directa o indirectamente en la dirección, administración, control o capital de la otra.

Para efectos tributarios se considerarán partes relacionadas a las personas naturales o sociedades, domiciliadas o no en el Ecuador, en las que una de ellas participe directa o indirectamente en la dirección, administración, control o capital de la otra; o en las que un tercero, sea persona natural o sociedad domiciliada o no en el Ecuador, participe directa o indirectamente, en la dirección, administración, control o capital de éstas.

También si tienen transacciones con sociedades en Paraísos Fiscales, por proporción de transacciones o si los precios no se ajustan al principio de plena competencia.

4.6. EVOLUCIÓN EN LA LEGISLACIÓN ECUATORIANA EN MATERIA DE PRECIOS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIAS

4.6.1. Antecedentes

1999: inician las regulaciones en materia de precios de transferencia con la modificación al artículo No. 91 del Código Tributario, sustituido por el Art. No. 4 de la Ley 99-24 (Suplemento del Registro Oficial No. 181). Mediante la cual se faculta a la administración tributaria regular los precios de transferencia de bienes o servicios para efectos tributarios.

2004: Mediante Decreto Ejecutivo N° 2430 (Suplemento del Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre del 2004) se modifica el Reglamento para la Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno, donde se incorporan los aspectos sustanciales que permiten realizar los controles en materia de precios de transferencia.

2006: Para la aplicación de las normas reglamentarias el Servicio de Rentas Internas, emitió las Resoluciones de carácter general No. NAC-DGER2005-0640 y NAC-DGER2005-0641 publicadas en el Registro Oficial No. 188 del 16 de enero del 2006, mediante las cuales se establecen:

- Contenido del Anexo e Informe Integral de Precios de Transferencia
- Parámetros para determinar la mediana y el rango de plena competencia

2008: Montos mínimos que determina obligatoriedad de entregar informe y anexo de precios de transferencia al SRI.

2009: Modificaciones a montos mínimos de obligatoriedad.

Dic-2009: Causales de exención del régimen de Precios de Transferencia (LORTI)

A partir del año 2009 se han realizado los cambios que se describen a continuación más detalladamente:

4.6.2. Incorporación del régimen

A través del Decreto Ejecutivo No. 2430 (Suplemento del Registro Oficial No. 494 del 31 de diciembre del 2004), se procede a modificar el Reglamento para la Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno, incorporándose el régimen de precios de transferencia que permite realizar controles en esta materia.

- Se establece el principio de “plena competencia”
- Configuración de partes relacionadas o vinculación
- Definición de criterios de comparabilidad
- Definición de los métodos para la aplicación del principio de plena competencia

4.6.3. Incorporación a nivel de LORTI y RLORTI

Por medio del proyecto de Ley de Equidad Tributaria, en el 2008 se proceden a efectuar cambios importantes en materia de precios de transferencia como:

- Inclusión en la ley de la definición de Partes Relacionadas y Vinculación por presunción (paraísos fiscales y proporción de transacciones) (Art. Innumerado sgt. al 4 LORTI)
- Inclusión en la ley de la definición del Principio de Plena Competencia (Art. Innumerado sgt. al 15 LORTI)
- Determinación de ajustes
- Se definen sanciones de hasta US \$15,000 (incumplimiento de entrega de informes o anexos) (Art. Innumerado sgt. al 22 LORTI)
- Definición de criterios de comparabilidad (Art. Innumerado No. 3 sgt. Al 15 LORTI)
- Definición de los métodos para la aplicación del principio de plena competencia (Art. 85 RLORTI)
- Adicionalmente se define dentro de la legislación ecuatoriana, seguir los lineamientos técnicos de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) versión 1995, tanto en la definición de plena competencia, los criterios de comparabilidad y métodos aplicables.
- Se incluye la prelación de métodos
- Se establece la posibilidad de solicitar la aplicación de Acuerdos Anticipados de Precios (APA's por sus siglas en inglés)

4.6.4. Resoluciones hasta el ejercicio fiscal 2011

En mayo del 2009, según Resolución del SRI No. NAC-DGER2009-00286 publicada en el Registro Oficial No. 585 del 7 de mayo del 2009, se reforma la Resolución NAC-DGER2008-464, estipulando:

- Los contribuyentes del Impuesto a la Renta que: i) hayan efectuado operaciones en un monto acumulado superior a US \$3,000,000; o ii) que hayan efectuado operaciones por un monto acumulado entre US \$1,000,000 y US \$3,000,000 y cuya proporción del total de operaciones con parte relacionadas del exterior sobre el total de ingresos sea superior al 50%, deberán presentar Anexo.
- Si el monto es superior a los USD 5'000.000,00, deberán presentar adicionalmente el informe integral de precios de transferencia

A partir del periodo fiscal 2009, los contribuyentes que efectúen operaciones con partes relacionadas deberán sujetarse al plazo establecido en el Art. 80 del RLORTI; es decir deberán presentar tanto el informe de precios de transferencia (IPT) como el anexo de operaciones con partes relacionadas (Anexo OPRE) hasta dos meses después (Junio) a la fecha de exigibilidad de la declaración del impuesto a la renta (Abril).

4.6.4.1. Exenciones

Los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas quedarán exentos de la aplicación del régimen de PT cuando:

(Agregado por el Art. 7 de la Ley s/n, R.O. 94-S, 23 de Diciembre de 2009)

- Tengan un impuesto causado superior al 3% de sus ingresos gravables;
- No realicen operaciones con residentes en paraísos fiscales o regímenes fiscales preferentes; y,
- No mantengan suscrito con el Estado contrato para la exploración y explotación de recursos no renovables

Las Compañías que se apeguen a la exención deberán presentar la siguiente información en un plazo no mayor a un mes, a partir de la fecha máxima de la declaración del impuesto a la renta: *(Resolución No. NAC-DGERCGC11-00029, Registro Oficial 373, 28 de Enero 2011)*

- Tipo de Operación (Activo, Pasivo, Ingresos, Egresos)
- Clase de operación
- Monto acumulado con partes relacionadas efectuadas.
- Número de operaciones
- Nombre de la parte relacionada.
- País de residencia o domicilio fiscal de la relacionada
- Dirección de la parte relacionada
- Tarifa del impuesto a la renta aplicable en el país, jurisdicción o régimen fiscal de menor imposición de la relacionada

4.6.4.2. Normativa y reformas

- a. Artículo 90 del Reglamento a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (RLORTI):

Utilización de comparables secretos: para la aplicación del principio de plena competencia, la administración tributaria podrá utilizar toda la información tanto propia, cuanto de terceros, conforme lo dispuesto en el código tributario y la ley de régimen tributario interno.

- b. Artículo 85 del Reglamento a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (RLORTI) :

Intermediario internacional: cuando se trate de exportaciones e importaciones realizadas con partes relacionadas que tengan por objeto cualquier producto primario agropecuario, recursos naturales no renovables y en general bienes con cotización conocida en mercados transparentes, en las que intervenga un intermediario internacional que no sea el destinatario efectivo de la mercadería.

4.6.5. Resoluciones hasta el ejercicio fiscal 2012

4.6.5.1. Regímenes fiscales preferentes

Mediante Circular No. NAC- DGCCGCT2-00013 publicada en el Registro Oficial No. 756 del 30 de julio del 2012, recuerda a los sujetos pasivos del Impuesto a la Renta lo siguiente:

Se considerarán paraísos fiscales, aquellos donde la tasa del Impuesto sobre la Renta sea inferior a un 60% a la que corresponda en el Ecuador. Según lo detallado en el artículo 3 de la Resolución No. NAC-DGER2008-0182. Publicada en el Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 285 de 29 de febrero de 2008.

Y a partir del mencionado concepto se suman los siguientes países a la lista de regímenes fiscales preferentes:

- Estonia
- Bulgaria
- Macedonia
- Irlanda
- Montenegro
- Serbia
- Estados Unidos de América: El régimen aplicable a personas jurídicas constituidas bajo la forma de Compañías de Responsabilidad Limitada (Limited Liability Company- LLC), cuyos propietarios no sean residentes de los Estados Unidos y que no estén, ni éstas ni sus propietarios, sujetos a impuesto a la renta federal. En dicho régimen tampoco existe sujeción a impuesto a la renta estatal en los Estados de Delaware, Nevada, Wyoming y Florida.

4.6.5.2. Montos mínimos

El 16 de enero del 2013, se emitió la Resolución No. NAC DGERCGC 13-00011 a través de la cual se modificó la Resolución No. NAC-DGER 2008-0464 y se determinó cambios en los valores mínimos y en el tipo de transacciones para que sea obligatoria la presentación del anexo e informe de precios de transferencia, entre otros aspectos lo siguientes:

- **Contribuyentes obligados a presentar el Anexo OPR:** Si las Operaciones con Partes Relacionadas del Exterior y/o Locales ascienden a un valor superior a US\$3,000,000
- **Contribuyentes obligados a presentar el IPT:** Si las Operaciones con Partes Relacionadas del Exterior y/o Locales ascienden a un valor superior a US\$6,000,000

Se modifica la forma de presentación del IPT y se indica que debe presentarse en forma física y en medio magnético en PDF – texto.

4.6.5.3. Formulario 101

Por otra parte el Director del Servicio de Rentas Internas emitió la Resolución No. NAC- DGERCGC12-00829 el 18 de diciembre del 2012, a través de la cual modificó el Formulario 101 e incluyó

casilleros informativos para reportar las transacciones con partes relacionadas locales, como se indica en el anexo 1

4.6.5.4. Ficha técnica

De acuerdo al nuevo alcance para la presentación del anexo OPR y del informe integral de precios de transferencia se actualizó la versión del software del programa SRI-DIMM, y la respectiva la Ficha Técnica, como se indica en el anexo 2

4.6.5.5. Multas

- Presentar el informe o anexo de Precios de Transferencia tardíamente para contribuyente especiales es de US \$333,00.
- Por otro lado para sociedades sin fines de lucro es de US \$166,50.
- Adicionalmente se establece una multa de hasta US \$15,000 por la falta de presentación de anexos e informes o si los informes y anexos presentados adolecen de errores y diferencias con la declaración del Impuesto a la Renta.

4.6.5.6. RLORTI Art 30.- Deducción por pagos al exterior

4.6.5.6.1. Intereses por créditos del exterior

- El monto de los créditos externos otorgados directa o indirectamente por partes relacionadas no podrá ser

mayor al 300% con respecto al patrimonio, en el caso de sociedades; y, en el caso de personas naturales no deberá ser mayor al 60% con respecto a los activos totales.

- Los intereses pagados respecto del exceso antes indicado, no serán deducibles.
- Para las sucursales extranjeras, no se considerarán créditos externos los recibidos de sus casas matrices.

*Reformado por el Art. 6 del D.E. 732, R.O. 434, 26-4-2011

4.6.5.7. Asignaciones indirectas de costos

En la actualidad la LORTI establece que:

“Los gastos indirectos asignados desde el exterior a sociedades domiciliadas en el Ecuador por sus partes relacionadas, no podrán ser superiores al 5% de la base imponible del Impuesto a la Renta más el valor de dichos gastos, sin perjuicio de la retención en la fuente correspondiente”

Desde un punto de vista específicamente de precios de transferencia, se puede sustentar que un gasto no sea una asignación indirecta si cumple con estas condiciones:

- Se conoce el monto de contraprestación, antes que el servicio sea prestado;

- El servicio fue ordenado por la compañía a la que se imputa el mismo;

Se cuenta con la documentación soporte (comprobantes, contratos, facturas, reportes de horas/actividades realizadas, etc.) de los gastos incurridos por la relacionada del exterior

4.7. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA

4.7.1. Método del precio comparable no controlado

En conformidad con el Art. 81 del RLORTI, este método permite establecer el precio de plena competencia de los bienes o servicios transferidos en cada una de las operaciones entre partes relacionadas, con el precio facturado de los bienes o servicios transferidos en operaciones con o entre partes independientes en operaciones comparables.

En cuanto a la aplicación del método del Precio Comparable No Controlado, los lineamientos de la OCDE expone en el Artículo 2.9 que: “Al Considerar si son comparables unas operaciones vinculadas y otras no vinculadas, debería ponderarse el efecto que tienen sobre los precios otras funciones más importantes de la empresa propias de la actividad y no sólo el grado de comparabilidad del producto. Cuando existen diferencias entre la operación vinculada y la no vinculada o entre las dos empresas que efectúan tales operaciones, será difícil determinar unos ajustes suficientemente precisos que eliminen los efectos de esas diferencias sobre el precio. Las dificultades que

surgen al intentar realizar dichos ajustes precisos no deberían llevar a descartar automáticamente la posible aplicación del método del precio libre comparable. Razones prácticas llevarían a un enfoque más flexible para permitir la utilización del método del precio libre comparable, complementado si fuese necesario por otros métodos apropiados que deberían ser valorados según su precisión relativa. Se requieren todos los esfuerzos posibles para ajustar los datos de tal forma que puedan ser utilizados apropiadamente en el método del precio libre comparable. Como sucede con cualquier otro método, la fiabilidad relativa del método del precio libre comparable está condicionada por el grado de precisión con que puedan realizarse los ajustes para lograr la comparabilidad.”

4.7.2. Método del precio de reventa

De acuerdo con el Artículo 81 de la LORTI, el método del precio de reventa permite determinar el precio de adquisición de un bien o de la prestación de un servicio, entre partes relacionadas multiplicando el precio de reventa del bien, del servicio o de la operación de que se trate, a partes independientes, por el resultado de disminuir, de la unidad, el porcentaje de la utilidad bruta que hubiere sido obtenido con o entre partes independientes en operaciones comparables. Para los efectos de esta fracción, el porcentaje de utilidad bruta se calculará dividiendo la utilidad bruta entre las ventas netas.

Este método consiste en determinar el valor de mercado en la adquisición de bienes y servicios en que incurre un comprador respecto de su parte vinculada,

y que luego son objetos de reventa a una parte independiente. Este método, es generalmente empleado cuando se trata de bienes tangibles que han sido adquiridos para ser revendidos en el mismo estado o sin añadirles ningún valor agregado sustancial (intangibles como marcas, modelos de comercialización, secretos comerciales, entre otros); y particularmente cuando las diferencias existentes en las características de dichos bienes han sido tan significativas que se haya descartado la posibilidad de una comparación directa de precios.

4.7.3. Método del costo adicionado

En conformidad con el Art. 81 del RLORTI, este método permite determinar el precio de venta de un bien o de la prestación de un servicio, entre partes relacionadas, multiplicando el costo del bien, del servicio o de la operación de que se trate, a partes independientes, por el resultado de sumar, a la unidad, el porcentaje de la utilidad bruta que hubiere sido obtenido con o entre partes independientes en operaciones comparables. Para los efectos de esta fracción, el porcentaje de utilidad bruta se calculará dividiendo la utilidad bruta entre el costo de ventas.

Este método consiste en determinar el valor de mercado de las operaciones de bienes y servicios entre empresas relacionadas mediante el incremento del valor de adquisición o costo de producción de dichos bienes y servicios en el margen que la empresa habitualmente obtiene en transacciones comparables con entidades independientes o en el margen que habitualmente se obtiene en transacciones comparables entre terceros independientes.

Este método es aplicable, generalmente, cuando lo que se pretende conocer es la correcta determinación del ingreso derivado de la venta de bienes a nivel de productor o de la prestación de servicios proporcionados a una empresa vinculada; particularmente cuando las diferencias existentes en las características de dichos bienes han sido tan significativas que se haya descartado la posibilidad de una comparación directa de precios, y el valor agregado al vender un bien haya imposibilitado la utilización del Precio de Reventa.

4.7.4. Método de distribución de utilidades

En conformidad con el Art. 81 del RLORTI, este método permite determinar el precio a través de la distribución de la Utilidad Operacional Global obtenida en las operaciones con partes relacionadas, en la misma proporción que hubiere sido distribuida con o entre partes independientes, en operaciones comparables.

Este método consiste en determinar el valor de mercado de bienes y servicios a través de la distribución de la utilidad global, que proviene de la suma de utilidades parciales obtenidas en cada una de las transacciones entre partes vinculadas, en la proporción que hubiera sido distribuida con o entre partes independientes, teniendo en cuenta, entre otros, las ventas, gastos, costos, riesgos asumidos, activos implicados y las funciones desempeñadas por las partes vinculadas.

4.7.5. Método residual de distribución de utilidades

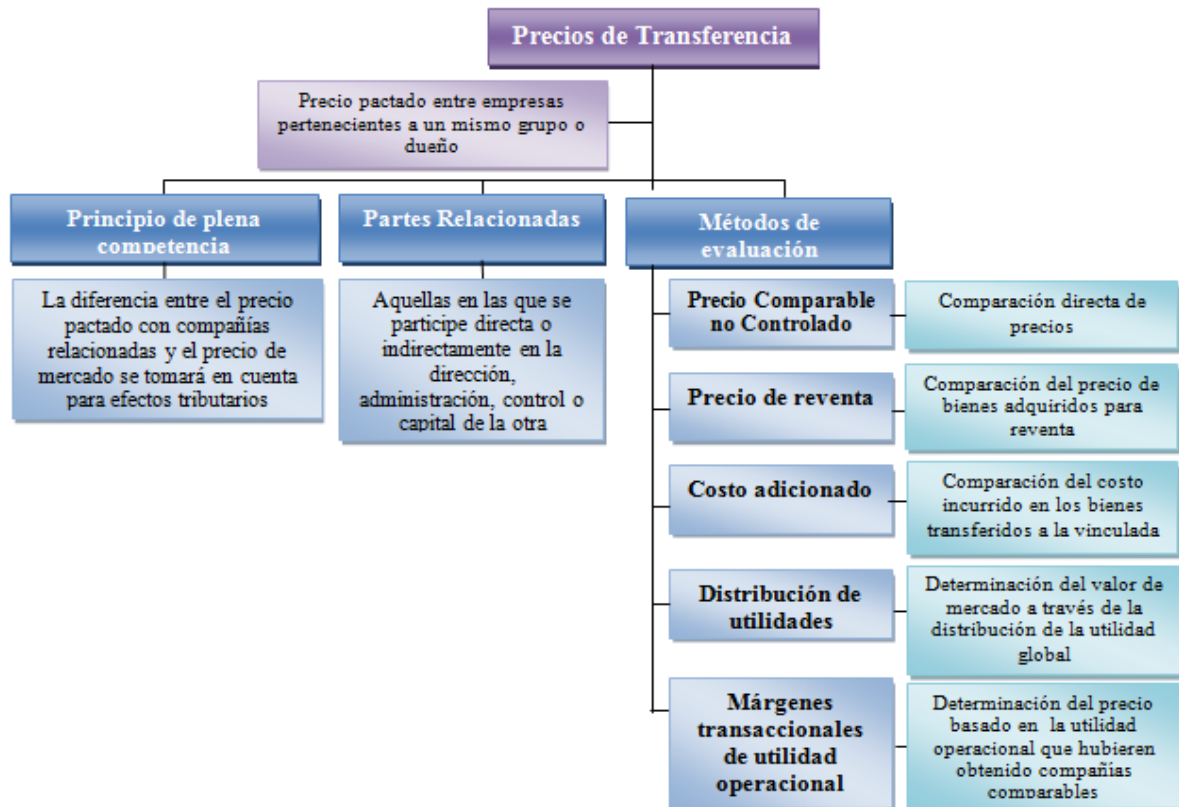
En conformidad con el Art. 81 del RLORTI, este método permite determinar el precio a través de la distribución de la Utilidad Operacional Global obtenida en las operaciones con partes relacionadas, en la misma proporción que hubiere sido asignada con o entre partes independientes, en operaciones comparables.

Este método consiste en determinar el valor de mercado de bienes y servicios de acuerdo con el método de Distribución de Utilidades, pero distribuyendo la utilidad global primeramente con una asignación mínima y luego con la parte residual.

4.7.6. Método de los márgenes transaccionales de utilidad operacional

En conformidad con el Art. 81 del RLORTI, este método consiste en fijar el precio a través de la determinación, en transacciones con partes relacionadas, de la utilidad operacional que hubieren obtenido partes independientes en operaciones comparables, con base en factores de rentabilidad que toman en cuenta variables tales como activos, ventas, costos, gastos o flujos de efectivo.

Gráfico N° 14: Resumen marco teórico de precios de transferencia



Elaborado por: Malena Torres

CAPÍTULO 5

5. MODELO ACTUAL UTILIZADO PARA LA REALIZACIÓN DE TRANSACCIONES DE FINANCIAMIENTO INTERCOMPAÑÍA.

Con fines del estudio se han tomado como base tres diferentes escenarios posibles al momento de determinar el precio pactado en préstamos por las compañías de servicios petroleros, los cuales se detallan a continuación:

Escenario 1:

El primer escenario contempla la posibilidad de que al realizarse una transacción de financiamiento entre empresas del mismo grupo, no se determine una tasa de interés sobre el capital otorgado, es decir, se estaría utilizando una tasa de interés igual a cero.

Tabla 1: Escenario 1 modelo actual

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Monto US \$	Tasa de Interés
Empresa A	Empresa C	30-may-13	30-abr-14	1,220,000.00	0%
Empresa A	Empresa D	13-jun-13	21-dic-14	5,000,000.00	0%
Empresa A	Empresa B	22-jul-13	24-jul-14	1,200,000.00	0%
Empresa A	Empresa C	08-oct-13	08-oct-14	3,780,000.00	0%

Elaborado por: Malena Torres.

Escenario 2:

En el segundo escenario se ha utilizado como referencia la información pública y disponible sobre la tasa pactada en préstamos realizados por compañías del sector en el exterior, se ha tomado como base esta información, puesto que muchas de las compañías de servicios petroleros al pertenecer a compañías multinacionales, pueden tomar como base los lineamientos vigentes en sus casas matrices para la realización de sus operaciones, de acuerdo a la información obtenida en este caso la tasa utilizada será de 4%. SEC. “Informe 10K Dawson Geophysical Company”. p.24

Tabla 2: Escenario 2 modelo actual

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Monto US \$	Tasa de Interés
Empresa A	Empresa C	30-may-13	30-abr-14	1,220,000.00	4%
Empresa A	Empresa D	13-jun-13	21-dic-14	5,000,000.00	4%
Empresa A	Empresa B	22-jul-13	24-jul-14	1,200,000.00	4%
Empresa A	Empresa C	08-oct-13	08-oct-14	3,780,000.00	4%

Elaborado por: Malena Torres.

Escenario 3:

Para el escenario 3 se ha utilizado como referencia una tasa mayor al rango de tasas de interés activas efectivas anuales correspondientes al sector corporativo publicadas por el Banco Central del Ecuador, en este caso la tasa utilizada será de 9%.

Tabla 3: Escenario 3 modelo actual

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Monto US \$	Tasa de Interés
Empresa A	Empresa C	30-may-13	30-abr-14	1,220,000.00	9%
Empresa A	Empresa D	13-jun-13	21-dic-14	5,000,000.00	9%
Empresa A	Empresa B	22-jul-13	24-jul-14	1,200,000.00	9%
Empresa A	Empresa C	08-oct-13	08-oct-14	3,780,000.00	9%

Elaborado por: Malena Torres.

5.1. ANÁLISIS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA BAJO EL MODELO ACTUAL.

Dado que las transacciones de crédito son regularmente contratadas en mercados abiertos y sin restricciones, en los cuales se presenta información pública y disponible, la metodología de análisis del **Precio Comparable No Controlado**; el cual compara la tasa pactada en la operación de crédito entre la Compañía con partes vinculadas y las operaciones de similares condiciones entre partes independientes será la utilizada para la evaluación de las operaciones de financiamiento.

El método del Precio Comparable no Controlado ha sido elegido como método de análisis de acuerdo con los requerimientos de la Administración Tributaria, la cual indica que se debe realizar en análisis con el método más directo, el descarte de métodos debe realizarse de acuerdo al siguiente orden:

1. Precio Comparable no Controlado
2. Precio de reventa
3. Costo adicionado
4. Distribución de utilidades
5. Método residual de distribución de utilidades

6. Márgenes transaccionales de utilidad operacional

Dado que, se encontró un comparable que permite la utilización del primer método, el método del Precio Comparable no Controlado, se descartó el uso de los métodos siguientes.

La tasa de interés pactada en las operaciones de financiamiento descritas se analizará, comparando la tasa de interés negociada con las tasas de interés activas efectivas publicadas por el Banco Central del Ecuador, tomando en cuenta el período de vigencia de las mismas, para lo cual se determinará en primer lugar el rango intercuartil utilizando todas las tasas publicadas por el Banco Central del Ecuador como datos para este cálculo.

El análisis se realizará desde el punto de vista de la empresa que otorga el préstamo o prestamista, por lo que, en caso de que la tasa de interés pactada se encuentre por debajo del valor establecido como cuartil inferior del rango calculado, se considerará que la compañía no cumple con el principio de plena competencia, por cobrar a su compañía relacionada un valor menor del que se cobraría a un tercero independiente, derivándose así un ajuste de la forma descrita en el capítulo 4.

De acuerdo a lo antes descrito, los pasos a seguir para la realización del análisis de precios de transferencia, una vez determinado el método del Precio Comparable no controlado como método de análisis serán:

1. Búsqueda de comparable ya sea interno (datos de la misma empresa) o externo (información pública y disponible), para que un valor sea comparable debe presentar similares condiciones a las de la transacción analizada, en este caso se utilizarán las tasas activas de instituciones financieras tomando en cuenta que se trata de una transacción de financiamiento o préstamo, lo cual es similar a un préstamo otorgado por una institución financiera a una compañía.
2. Una vez determinado el comparable, en este caso las tasas activas para el sector corporativo publicadas por el Banco Central del Ecuador, se deberán buscar las tasas para la misma fecha y el período de negociación del préstamo otorgado
3. Se debe calcular un rango intercuartil con los valores de las tasas publicadas de todos los bancos.
4. La tasa pactada con compañías relacionadas se comparará con el rango intercuartil, en caso de que la tasa se encuentre por fuera del rango se considera que la compañía incumple con el principio de plena competencia, para el caso del prestamista se genera un ajuste si la tasa se encuentra por debajo del valor del cuartil inferior del rango ya que se considera que se está cobrando a la relacionada un valor menor del que se cobraría a un tercero independiente, y en el caso del prestatario el ajuste se genera en caso de que la tasa se encuentre por encima del valor del cuartil superior, ya que se considera que se está pagando a la relacionada un valor menor del que se pagaría a un tercero independiente

Escenario 1:**Tabla 4: Análisis de precios de transferencia, escenario 1 del modelo actual**

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo Días	Monto US \$	Tasa de Interés	Cuartil Inferior	Mediana	Cuartil Sup.	Diferencia	Ajuste
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	0%	8.73%	9.12%	9.25%	-9.12%	103,537
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	0%	8.81%	9.25%	9.31%	-9.25%	714,461
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	0%	8.87%	9.07%	9.25%	-9.07%	110,956
A	C	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	0%	8.82%	8.97%	9.18%	-8.97%	343,592
Valor Total del Ajuste de Precios Transferencia											1,272,547

Elaborado por: Malena Torres.**Escenario 2:****Tabla 5: Análisis de precios de transferencia, escenario 2 del modelo actual**

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo Días	Monto US \$	Tasa de Interés	Cuartil Inferior	Mediana	Cuartil Superior	Diferencia	Ajuste
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	4.0%	8.73%	9.12%	9.25%	-5.12%	58,126
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	4.0%	8.81%	9.25%	9.31%	-5.25%	405,573
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	4.0%	8.87%	9.07%	9.25%	-5.07%	62,023
A	C	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	4.0%	8.82%	8.97%	9.18%	-4.97%	190,475
Valor Total del Ajuste de Precios Transferencia											716,197

Elaborado por: Malena Torres.**Escenario 3:****Tabla 6: Análisis de precios de transferencia, escenario 3 del modelo actual**

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo Días	Monto US \$	Tasa de Interés	Cuartil Inferior	Mediana	Cuartil Superior	Diferencia	Ajuste
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	9.0%	8.73%	9.12%	9.25%	0.00%	-
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	9.0%	8.81%	9.25%	9.31%	0.00%	-
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	9.0%	8.87%	9.07%	9.25%	0.00%	-
A	C	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	9.0%	8.82%	8.97%	9.18%	0.00%	-
Valor Total del Ajuste de Precios Transferencia											-

Elaborado por: Malena Torres.

5.2. DESVENTAJAS CON EL MODELO ACTUAL

- Al no contar con un modelo establecido como herramienta para la determinación de la tasa de interés en las operaciones de financiamiento realizadas entre empresas pertenecientes al mismo grupo, cabe la posibilidad de que la misma no se encuentre dentro de los requerimientos de la Administración Tributaria, en materia de precios de transferencia
- Al presentarse problemas de precios de transferencia se pueden dar contingencias o ajustes que afectan a la economía de la compañía y del grupo en general.

Por ejemplo, en caso de que la compañía no presente un ajuste por precios de transferencia suponiendo que tuvo los siguientes valores:

RUBRO	VALOR
(+)Ingresos gravables	20,000,000
(-) Ingresos no gravables	10,000,000
(+)Costos y gastos no deducibles	15,000,000
(-)Costos y gastos deducibles	5,000,000
Utilidad antes de impuestos	20,000,000
15% participación trabajadores	3,000,000
Base imponible	17,000,000

Elaborado por: Malena Torres.

La base imponible para declaración de impuesto a la renta sería de US\$17,000,000, pero, en el caso de que se dé un ajuste por precios de transferencia por préstamos realizados con compañías relacionadas de la forma en que se presenta tanto en los escenarios uno y dos del análisis realizado la base imponible subirá, tomando como ejemplo el resultado del escenario número 1, la base imponible para declaración de impuestos subirá en un valor de US\$1,272,547 de la siguiente forma:

RUBRO	VALOR
(+)Ingresos gravables	20,000,000
(+) Ajuste por Precios de Transferencia	1,272,547
(-) Ingresos no gravables	10,000,000
(+)Costos y gastos no deducibles	15,000,000
(-)Costos y gastos deducibles	5,000,000
Utilidad antes de impuestos	21,272,547
15% participación trabajadores	3,190,000
Base imponible	18,081,665

Elaborado por: Malena Torres.

Teniendo así una nueva base imponible equivalente a US\$18,081,665 lo cual significa un valor mayor por concepto de impuestos de la compañía.

CAPÍTULO 6

6. MODELO DE REESTRUCTURACIÓN PARA OPERACIONES DE FINANCIAMIENTO PROPUESTO

6.1. PRIMER MODELO PROPUESTO

La determinación del primer modelo propuesto se realizará con base en la premisa de que toda inversión posee un determinado costo de oportunidad, el costo de oportunidad puede definirse como la rentabilidad esperada de un activo si la hubiera tenido depositada en alguna institución financiera local.

Con base en la premisa descrita anteriormente, se propone un modelo en el que se tomarán como base las tasas de interés pasivas efectivas del sector financiero de los Bancos privados del Ecuador, publicadas por el Banco Central del Ecuador, con vigencia al momento de la negociación de los préstamos, con ello se calculará un rango intercuartil del total de tasas publicadas y se determinará la tasa pactada para los préstamos realizados con compañías relacionadas en un valor igual a la mediana del rango calculado.

Los pasos a seguir en el modelo número 1 serán los siguientes:

1. Búsqueda de tasas de interés pasivas publicadas por el Banco Central del Ecuador, tomando en cuenta la fecha de negociación y plazo del préstamo.
2. Cálculo del rango intercuartil de acuerdo a lo indicado en el capítulo 4, para lo cual se utilizarán como datos las tasas de interés pasivas de todos los bancos privados publicadas de acuerdo a la fecha y plazo del préstamo.
3. Una vez establecido el rango intercuartil se tomará el valor equivalente a la mediana como tasa de interés para los préstamos a realizarse con compañías relacionadas

6.1.1. Selección de tasas de interés

Préstamo 1:

Fecha de suscripción del crédito: 30-may-13

Fecha de vencimiento del crédito: 30-abr-14

Plazo del crédito (días): 335

Tabla 7: Tasas de interés pasivas del 30 de mayo al 05 de junio de 2013

VOLUMEN DE LAS TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS DE DEPÓSITOS A PLAZO (POR RANGOS DE PLAZO)						
Promedio ponderado semanal (operaciones efectuadas entre el 30 de mayo al 05 de junio de 2013)						
ENTIDAD	30-60	61-90	91-120	121-180	181-360	> 360
	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA
<u>BANCOS</u>						
AMAZONAS	3.67	3.80	3.05	5.29	5.74	6.58
AUSTRO	3.00	3.14	3.77	4.10	4.79	5.28
BOLIVARIANO	2.44	3.82	3.72	5.31	5.68	6.02
CAPITAL	4.85	5.70	6.40	7.27	7.32	8.31
CITIBANK	1.13					
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI		2.45				
COOPNACIONAL	4.37	3.54	3.55	3.54	4.04	4.99
DELBANK	3.56	4.85			5.64	
D-MIRO S.A.					7.57	7.25
FINCA	0.48	0.23	0.31	0.25	0.30	0.56
GUAYAQUIL	3.82	5.47	4.02	5.20	5.19	5.51
INTERNACIONAL	3.05	4.57	3.22	5.19	5.14	5.87
LITORAL	1.00		3.03	4.66		
LOJA	2.97	4.27	4.83	5.67	6.49	7.19
MACHALA	2.67	4.09	3.49	4.54	5.31	6.26
PACIFICO	5.22	4.68	4.18	5.75	4.56	5.93
PICHINCHA	2.95	4.44	4.52	4.89	5.51	6.09
PROCREDIT	2.31	3.29	5.18	5.09	6.08	6.54
PRODUBANCO	2.82	3.80	4.37	5.36	5.18	6.26
PROMERICA	4.24	3.89	5.05	5.54	5.89	6.17
RUMINAHUI	4.31	4.43	4.68	4.95	5.38	6.81
SOLIDARIO	4.12	4.63	4.01	5.49	6.52	7.65
SUDAMERICANO	6.65	6.17	4.59			5.64
TOTAL BANCOS	3.46	4.52	3.99	5.23	5.44	6.48
<u>TARJETAS DE CRÉDITO</u>						
INTERDIN						
PACIFICARD	4.19		5.02	5.79	5.37	
TOTAL TARJETAS DE CRÉDITO	4.19		5.02	5.79	5.37	

Cálculo de rango intercuartil

Cuartil Superior	5.98
Mediana	5.51
Cuartil Inferior	5.16

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas pasivas en un período de 181 a 360 días, que en este caso equivale a **5.51%**

Préstamo 2:*Fecha de suscripción del crédito:* 13-jun-13*Fecha de vencimiento del crédito:* 21-dic-14*Plazo del crédito (días):* 556**Tabla 8: Tasas de interés pasivas del 13 al 19 de junio de 2013**

VOLUMEN DE LAS TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS DE DEPÓSITOS A PLAZO (POR RANGOS DE PLAZO)						
Promedio ponderado semanal (operaciones efectuadas del 13 al 19 de junio de 2013)						
ENTIDAD	30-60	61-90	91-120	121-180	181-360	> 360
	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA
<u>BANCOS</u>						
AMAZONAS	3.44	3.80	4.78	5.42	5.54	6.85
AUSTRO	2.98	3.16	4.10	4.17	4.76	5.10
BOLIVARIANO	3.28	3.66	4.55	5.25	5.87	6.21
CAPITAL	5.03	5.23	6.10	6.87	6.87	8.38
CITIBANK	0.25					
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI	3.56		3.56	2.78	2.78	
COOPNACIONAL	3.41	3.04	3.55		4.04	5.00
DELBANK	3.56	4.85	4.85	4.85	5.64	6.00
D-MIRO S.A.				6.11		
FINCA	3.99	4.37	3.33	5.50	2.68	5.23
GUAYAQUIL	4.54	3.54	3.95	5.65	5.48	4.64
INTERNACIONAL	4.06	4.09	4.52	6.56	5.37	5.91
LITORAL	1.00		4.02	4.06		
LOJA	3.75	4.56	5.32	5.56	6.43	7.35
MACHALA	2.86	4.26	4.53	5.13	5.56	6.58
PACIFICO	5.30	4.88	4.73	5.26	5.69	5.95
PICHINCHA	3.06	4.14	4.42	5.01	5.35	5.65
PROCREDIT	2.61	3.29	4.36	4.98	6.23	6.29
PRODUBANCO	3.13	3.84	4.39	5.27	5.73	6.19
PROMERICA	4.59	4.27	5.25	5.62	6.15	5.86
RUMIÑAHUI	4.22	4.46	4.58	5.14	6.10	6.10
SOLIDARIO	4.49	4.51	5.24	5.75	6.20	7.28
SUDAMERICANO						
TOTAL BANCOS	4.05	4.04	4.40	5.69	5.64	6.01
<u>TARJETAS DE CRÉDITO</u>						
INTERDIN						
PACIFICARD	4.79		5.21	5.46	5.66	5.91
TOTAL TARJETAS DE CRÉDITO	4.79		5.21	5.46	5.66	5.91

Cálculo del Rango Intercuartil

Cuartil Superior	6.51
Mediana	6.05
Cuartil Inferior	5.70

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas pasivas en un período mayor a 360 días, que en este caso equivale a **6.05%**

Préstamo 3:

Fecha de suscripción del crédito: 22-jul-13

Fecha de vencimiento del crédito: 24-jul-14

Plazo del crédito (días): 367

Tabla 9: Tasas de interés pasivas del 18 al 24 de julio de 2013

VOLUMEN DE LAS TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS DE DEPÓSITOS A PLAZO (POR RANGOS DE PLAZO) Promedio ponderado semanal (operaciones efectuadas entre el 18 al 24 de julio de 2013)						
ENTIDAD	30-60	61-90	91-120	121-180	181-360	> 360
	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA
<u>BANCOS</u>						
AMAZONAS	3.43	3.78	4.81	5.49	5.62	6.58
AUSTRO	2.98	3.12	4.06	4.37	4.85	5.35
BOLIVARIANO	3.25	3.66	4.22	4.91	5.76	6.25
CAPITAL	4.66	3.50	6.09	6.51	7.09	8.43
CITIBANK	0.25					
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI			2.53			3.24
COOPNACIONAL	4.53	3.04	3.57		4.04	5.00
DELBANK	3.56	3.99	4.78	5.64	5.64	
D-MIRO S.A.						
FINCA	3.61	3.96	4.78	4.76	5.92	6.22
GUAYAQUIL	5.04	4.29	4.46	5.59	5.31	5.42
INTERNACIONAL	3.82	3.29	4.12	5.15	5.70	6.37
LITORAL	1.00		4.09	4.05		3.00
LOJA	3.79	4.71	5.36	5.34	6.25	6.81
MACHALA	3.58	4.06	3.59	5.18	5.15	6.02
PACIFICO	5.11	2.78	3.60	5.15	2.88	5.99
PICHINCHA	2.96	3.92	4.50	5.04	5.43	5.54
PROCREDIT	3.15	3.79	4.15	5.37	6.00	6.82
PRODUBANCO	2.78	3.94	4.37	5.24	5.75	6.19
PROMERICA	4.43	3.81	4.17	5.23	6.39	5.96
RUMINAHUI	4.22	4.71	5.00	5.41	6.10	6.54
SOLIDARIO	4.20	3.75	5.29	5.53	5.81	7.17
SUDAMERICANO			6.09		5.18	5.75
TOTAL BANCOS	4.16	3.64	4.21	5.15	4.63	6.33
<u>TARJETAS DE CRÉDITO</u>						
INTERDIN						
PACIFICARD	4.37	5.27	5.34	4.95		6.15
TOTAL TARJETAS DE CRÉDITO	4.37	5.27	5.34	4.95		6.15

Cálculo de rango intercuartil

Cuartil Superior	6.55
Mediana	6.11
Cuartil Inferior	5.51

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas pasivas en un período mayor a 360 días, que en este caso equivale a **6.11%**

Préstamo 4:

Fecha de suscripción del crédito: 08-oct-13

Fecha de vencimiento del crédito: 08-oct-14

Plazo del crédito (días): 365

Tabla 10: Tasas de interés pasivas del 03 al 09 de octubre de 2013

VOLUMEN DE LAS TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS DE DEPÓSITOS A PLAZO (POR RANGOS DE PLAZO) Promedio ponderado semanal (operaciones efectuadas entre el 03 al 09 de octubre de 2013)						
ENTIDAD	30-60	61-90	91-120	121-180	181-360	> 360
	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA	TEA
<u>BANCOS</u>						
AMAZONAS	3.58	3.80	4.61	5.32	5.59	6.89
AUSTRO	3.00	3.22	4.12	4.05	4.80	5.34
BOLIVARIANO	2.69	3.96	4.30	5.34	5.79	6.38
CAPITAL	5.04	3.16	6.23	6.69	7.42	8.77
CITIBANK	0.27					
COFIEC			4.06		5.32	
COMERCIAL DE MANABI			2.27			3.30
COOPNACIONAL	3.48		3.55		4.04	5.00
DELBANK	3.56		4.85	4.85	4.07	5.87
D-MIRO S.A.						
FINCA	3.56	3.96	5.09	4.76	5.66	6.07
GUAYAQUIL	4.07	2.48	3.98	4.96	5.17	5.95
INTERNACIONAL	3.56	3.68	4.65	5.28	5.78	5.69
LITORAL	1.72	3.03	3.37			4.00
LOJA	4.06	2.62	5.00	5.84	5.82	7.11
MACHALA	3.95	4.14	5.19	4.12	5.21	6.17
PACIFICO	4.98	3.54	5.18	5.62	5.93	6.51
PICHINCHA	3.01	4.51	4.66	5.15	5.65	5.81
PROCREDIT	3.04	2.49	4.54	5.05	6.00	6.54
PRODUBANCO	3.11	3.73	4.40	5.19	5.69	6.15
PROMERICA	4.28	2.50	4.35	5.54	5.96	6.41
RUMIÑAHUI	4.23	4.65	4.69	5.74	5.44	6.02
SOLIDARIO	4.48	2.84	5.28	5.79	6.50	7.65
SUDAMERICANO	8.30	4.92	6.82			6.17
TOTAL BANCOS	3.83	3.23	4.52	5.20	5.66	6.27
<u>TARJETAS DE CRÉDITO</u>						
INTERDIN						
PACIFICARD	4.39	5.10	5.09	5.23	5.23	
TOTAL TARJETAS DE CRÉDITO	4.39	5.10	5.09	5.23	5.23	

Cálculo de rango intercuartil

Cuartil Superior	6.51
Mediana	6.15
Cuartil Inferior	5.81

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas pasivas en un período mayor a 360 días, que en este caso equivale a **6.15%**

6.1.2. Resumen de préstamos

Tabla 11: Resumen de préstamos – primer modelo

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo (días)	Monto US \$	Tasa de Interés
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	5.51%
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	6.05%
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	6.11%
A	A	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	6.15%

Elaborado por: Malena Torres.

6.2. SEGUNDO MODELO PROPUESTO

El precio comprendido en una operación de prestación de dinero es la tasa de interés que se acuerda entre ambas partes que intervienen en la negociación, la cual representa un balance entre el riesgo y la potencial oportunidad de la utilización de una suma de dinero en una situación y tiempo determinado.

Cabe señalar que toda inversión posee un determinado nivel de riesgo asociado. El riesgo puede definirse como la desviación entre la rentabilidad esperada de un capital respecto a la rentabilidad efectiva. Es importante recalcar que, dado que a mayor nivel de riesgo mayor será la probabilidad de pérdida, la recompensa por asumir estos riesgos también deber ser mayor, y por lo tanto la rentabilidad que se espera obtener será más alta.

En el caso particular de un financiamiento, el riesgo está constituido por la probabilidad de incumplimiento de pagos por el receptor de fondos. Dicha probabilidad dependerá, sobre todo, de su situación financiera, garantías y otros instrumentos en donde se pueda formalizar la posible transferencia del riesgo de no pago, la que a su vez determinará su nivel de riesgo crediticio. El riesgo crediticio de

un receptor de fondos, por ende, determina la tasa de interés a la cual podría acceder a un financiamiento.

Para el segundo modelo se propone definir las tasas de interés pactadas en las operaciones de financiamiento por las empresas del sector de servicios petroleros considerando como base las tasas de interés locales activas a largo plazo para el sector corporativo, en la fecha y plazo correspondientes, para lo cual se calculará un rango intercuartil con dichas tasas y se determinará la tasa de interés en un valor igual al de la mediana del rango calculado.

Los pasos a seguir en el modelo número 2 serán los siguientes:

1. Búsqueda de tasas de interés activas publicadas por el Banco Central del Ecuador, tomando en cuenta la fecha de negociación y plazo del préstamo.
2. Cálculo del rango intercuartil de acuerdo a lo indicado en el capítulo 4, para lo cual se utilizarán como datos las tasas de interés activas de todos los bancos privados publicadas de acuerdo a la fecha y plazo del préstamo.
3. Una vez establecido el rango intercuartil se tomará el valor equivalente a la mediana como tasa de interés para los préstamos a realizarse con compañías relacionadas

6.2.1. Selección de tasas de interés

Préstamo 1:

Fecha de suscripción del crédito: 30-may-13

Fecha de vencimiento del crédito: 30-abr-14

Plazo del crédito (días): 335

Tabla 12: Tasas de interés activas del 30 de mayo al 05 de junio de 2013

BANCOS PRIVADOS TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS ANUALES POR INSTITUCIÓN, SEGMENTOS DE CRÉDITO Y PLAZOS Promedio ponderado por montos (operaciones efectuadas entre el 30 de mayo al 05 de junio de 2013)						
Productivo Corporativo						
ENTIDAD	1 -29	30-60	61-120	120-180	181-360	> 361
AMAZONAS						
AUSTRO						9.30
BOLIVARIANO	9.08	9.18	9.16	8.62	9.31	9.33
CAPITAL						
CITIBANK	7.56	8.28	8.59	8.32		
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI						
COOPNACIONAL						
DELBANK						
D-MIRO S.A.						
FINCA						
GUAYAQUIL	9.32	8.48	9.16	9.19	9.00	8.99
INTERNACIONAL		9.33		9.21	9.24	9.33
LITORAL						
LOJA						
MACHALA		9.32				
PACIFICO			9.22	8.68	9.26	9.14
PICHINCHA	9.30	9.06	9.07	8.28	8.64	8.15
PROCREDIT						
PRODUBANCO		8.85	8.87	8.34	8.19	9.32
PROMERICA			9.33	9.33		9.33
RUMIÑAHUI						
SOLIDARIO						
SUDAMERICANO						
TOTAL BANCOS	8.03	8.90	9.13	8.55	8.87	9.09

Cálculo del Rango intercuartil

Cuartil Superior	9.25
Mediana	9.12
Cuartil Inferior	8.73

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas activas en un período de 181 a 360 días, que en este caso equivale a **9.12%**

Préstamo 2:*Fecha de suscripción del crédito:* 13-jun-13*Fecha de vencimiento del crédito:* 21-dic-14*Plazo del crédito (días):* 556**Tabla 13: Tasas de interés activas del 13 al 19 de junio de 2013**

BANCOS PRIVADOS TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS ANUALES POR INSTITUCIÓN, SEGMENTOS DE CRÉDITO Y PLAZOS Promedio ponderado por montos (operaciones efectuadas entre el 13 al 19 de junio de 2013)						
	Productivo Corporativo					
ENTIDAD	1-29	30-60	61-120	121-180	181-360	> 361
AMAZONAS						
AUSTRO						
BOLIVARIANO	9.16	8.76	9.00	8.57	9.09	9.31
CAPITAL						
CITIBANK	8.11	8.52	8.07	8.23		7.20
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI						
COOPNACIONAL						
DELBANK						
D-MIRO S.A.						
FINCA						
GUAYAQUIL	9.32	8.89	9.10	8.87	8.70	9.31
INTERNACIONAL		6.84	8.59	8.34	9.26	9.02
LITORAL						
LOJA						
MACHALA					9.28	
PACIFICO			8.29	8.80	8.85	8.19
PICHINCHA		7.35	1.12	8.60	8.96	9.26
PROCREDIT						
PRODUBANCO		7.99	9.29	8.13	9.32	9.31
PROMERICA					9.33	9.24
RUMIÑAHUI						
SOLIDARIO						
SUDAMERICANO						
TOTAL BANCOS	8.62	7.59	7.80	8.31	8.98	9.19

Cálculo del rango intercuartil

Cuartil Superior	9.31
Mediana	9.25
Cuartil Inferior	8.81

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas activas en un período mayor a 360 días, que en este caso equivale a **9.25%**

Préstamo 3:

Fecha de suscripción del crédito: 22-jul-13

Fecha de vencimiento del crédito: 24-jul-14

Plazo del crédito (días): 367

Tabla 14: Tasas de interés activas del 18 al 24 de julio de 2013

TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS ANUALES POR INSTITUCIÓN, SEGMENTOS DE CRÉDITO Y PLAZOS Promedio ponderado por montos (operaciones efectuadas entre el 18 al 24 de julio de 2013)						
Productivo Corporativo						
ENTIDAD	1-29	30-60	61-120	121-180	181-360	> 361
AMAZONAS						
AUSTRO						
BOLIVARIANO	9.26	8.73	9.14	8.97	9.16	9.27
CAPITAL						
CITIBANK	8.84	9.12	8.38			7.20
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI						
COOPNACIONAL						
DELBANK						
D-MIRO S.A.						
FINCA						
GUAYAQUIL	9.32	8.54	9.32	9.29	8.79	8.99
INTERNACIONAL		7.76	8.51	8.52	9.06	8.74
LITORAL						
LOJA						
MACHALA			9.25	9.18	9.13	
PACIFICO			7.69	8.71	8.84	9.31
PICHINCHA		0.64	8.78	8.87	7.57	9.14
PROCREDIT						
PRODUBANCO		8.95	0.70	8.30	6.98	8.92
PROMERICA			9.20	9.33	9.33	9.24
RUMIÑAHUI						
SOLIDARIO						
SUDAMERICANO						
TOTAL BANCOS	8.88	6.09	6.96	8.49	7.87	9.02

Cálculo del rango intercuartil

Cuartil Superior	9.25
Mediana	9.07
Cuartil Inferior	8.87

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas acticas en un período mayor a 360 días, que en este caso equivale a **9.07%**

Préstamo 4:

Fecha de suscripción del crédito: 08-oct-13

Fecha de vencimiento del crédito: 08-oct-14

Plazo del crédito (días): 365

Tabla 15: Tasas de interés activas del 03 al 09 de octubre de 2013

BANCOS PRIVADOS TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS ANUALES POR INSTITUCIÓN, SEGMENTOS DE CRÉDITO Y PLAZOS Promedio ponderado por montos (operaciones efectuadas entre el 03 al 09 de octubre de 2013)						
Productivo Corporativo						
ENTIDAD	1-29	30-60	61-120	121-180	181-360	> 361
AMAZONAS						
AUSTRO						
BOLIVARIANO	9.32	8.88	9.21	8.74	9.20	8.95
CAPITAL						
CITIBANK	8.72	8.31	7.72	8.31		
COFIEC						
COMERCIAL DE MANABI						
COOPNACIONAL						
DELBANK						
D-MIRO S.A.						
FINCA						
GUAYAQUIL	9.32	8.55	9.18	9.33	8.67	
INTERNACIONAL		8.42	8.56	8.65	8.45	8.98
LITORAL						
LOJA						
MACHALA					9.14	
PACIFICO				9.18	7.74	7.75
PICHINCHA		0.63	6.33	6.52	8.05	9.25
PROCREDIT						
PRODUBANCO		9.00	7.91	8.17		8.77
PROMERICA			9.33	9.33		9.33
RUMIÑAHUI						
SOLIDARIO						
SUDAMERICANO						
TOTAL BANCOS	9.01	3.71	8.10	7.87	8.33	8.88

Cálculo del rango intercuartil

Cuartil Superior	9.18
Mediana	8.97
Cuartil Inferior	8.82

En este caso se utilizará para la determinación de la tasa de interés el valor correspondiente a la mediana del rango intercuartil de tasas activas en un período mayor a 360 días, que en este caso equivale a **8.97%**

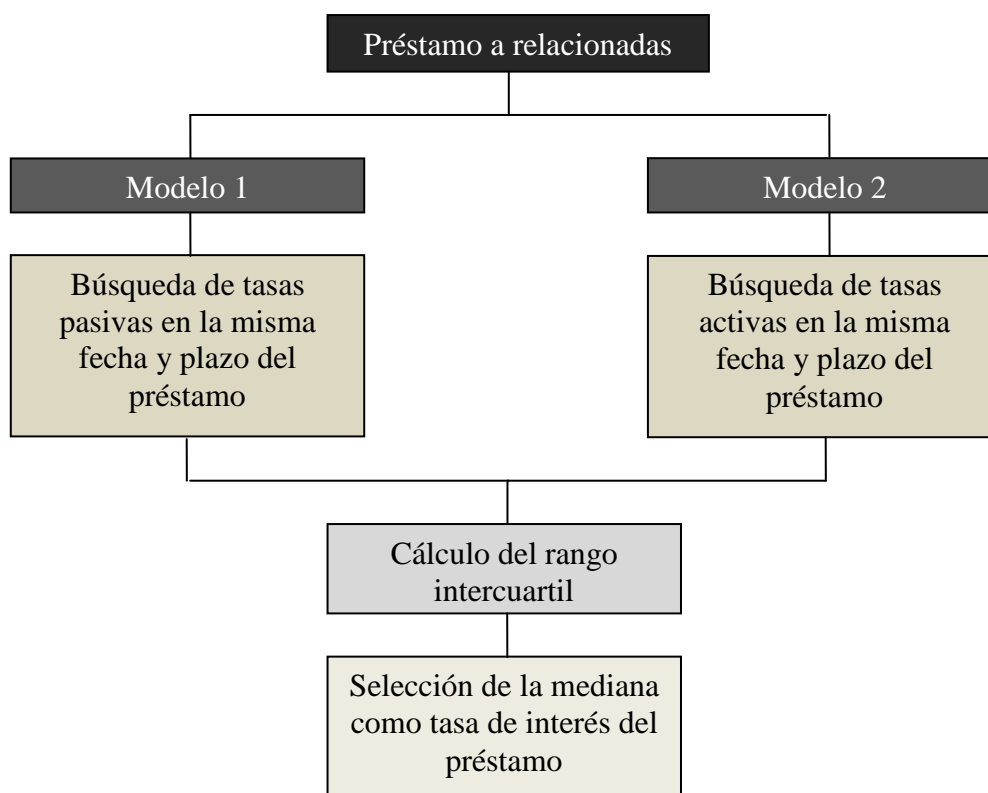
6.2.2. Resumen de préstamos

Tabla 16: Resumen de préstamos – segundo modelo

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo (días)	Monto US \$	Tasa de Interés
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	9.12%
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	9.25%
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	9.07%
A	C	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	8.97%

Elaborado por: Malena Torres.

Gráfico N° 15: Resumen de pasos modelo 1 y 2



Elaborado por: Malena Torres.

6.3. ANÁLISIS DE PRECIOS DE TRANSFERENCIA

El análisis de Precios de Transferencia se realizará desde el punto de vista de la empresa que otorga el préstamo o prestamista, de tal forma que, en aquellos casos en que la tasa establecida tenga un valor menor al cuartil inferior del rango intercuartil se considerará un incumplimiento del principio de Plena Competencia y se generará un ajuste por Precios de Transferencia.

El análisis se realizará bajo los mismos parámetros utilizados para el análisis del modelo actual, capítulo 5.

6.3.1. Primer modelo

Tabla 17: Análisis de precios de transferencia – primer modelo

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo Días	Monto US \$	Tasa de Interés	Cuartil Inferior	Mediana	Cuartil Superior	Diferencia	Ajuste
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	5.51%	8.73%	9.12%	9.25%	3.61%	40,984
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	6.05%	8.81%	9.25%	9.31%	3.20%	247,111
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	6.11%	8.87%	9.07%	9.25%	2.96%	36,211
A	C	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	6.15%	8.82%	8.97%	9.18%	2.82%	108,077
Valor Total del Ajuste de Precios Transferencia											423,382

Elaborado por: Malena Torres.

6.3.2. Segundo modelo

Tabla 18: Análisis de precios de transferencia – segundo modelo

Prestamista	Prestatario	Fecha de suscripción	Fecha de Vencimiento	Plazo Días	Monto US \$	Tasa de Interés	Cuartil Inferior	Mediana	Cuartil Superior	Diferencia	Ajuste
A	C	30-may-13	30-abr-14	335	1,220,000	8.75%	8.73%	9.12%	9.25%	0.0%	-
A	D	13-jun-13	21-dic-14	556	5,000,000	8.85%	8.81%	9.25%	9.31%	0.0%	-
A	B	22-jul-13	24-jul-14	367	1,200,000	8.90%	8.87%	9.07%	9.25%	0.0%	-
A	C	8-oct-13	8-oct-14	365	3,780,000	8.83%	8.82%	8.97%	9.18%	0.0%	-
Valor Total del Ajuste de Precios Transferencia											-

Elaborado por: Malena Torres.

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

1. Con respecto al análisis de la industria se pudo constatar que el mercado petrolero se encuentra con un grado de dificultad considerable, ya que, las exportaciones han disminuido su crecimiento en los últimos años, además de ser un mercado que depende casi en su totalidad de la variación del precio del petróleo, adicionalmente en cuanto a los yacimientos de crudo liviano y medio en el país, estos han entrado en declive, mientras que las áreas que contienen crudo pesado y extra pesado requieren de una fuerte inversión, sin embargo las empresas del sector de servicios petroleros cumplen una función importante en la producción, distribución y/o comercialización de crudo puesto que el costo de la maquinaria necesaria para cumplir funciones como la perforación, uno de los servicios más demandados, tienen un costo muy alto, esto hace que las empresas productoras opten por rentar o contratar estos servicios lo cual ofrece la posibilidad de que las empresas del sector tengan un crecimiento significativo en los años siguientes, requiriendo de la misma forma nuevas inversiones en maquinaria y equipos.

2. Al ser las compañías de Servicios Petroleros en su mayoría pertenecientes a grupos de empresas multinacionales, están siempre sujetas a la realización de transacciones de todo tipo tanto con compañías relacionadas como con sus casas matrices, las transacciones de financiamiento en este tipo de compañías son de gran importancia ya que este tipo de empresas invierten montos muy elevados en equipos y maquinaria que son la base fundamental de este negocio, estos fondos se obtienen en gran parte de compañías relacionadas o de su casa matriz, siendo así de vital importancia el adecuado manejo de estas transacciones siguiendo los lineamientos de la Administración Tributaria en materia de Precios de Transferencia con el fin de evitar contingencias o ajustes que perjudiquen su rentabilidad.
3. Para el análisis de las transacciones de financiamiento con compañías relacionadas el método utilizado será el del Precio Comparable no Controlado, siguiendo los lineamientos de la Administración Tributaria que indica que, al determinar el método de análisis se debe utilizar aquel que sea más directo y, dado que las transacciones de crédito son regularmente contratadas en mercados abiertos y sin restricciones, en los cuales se presenta información pública y disponible, es factible contar con un comparable externo, en este caso las tasas publicadas por el Banco Central del Ecuador, tras encontrar que se puede realizar el análisis mediante el método del Precio Comparable no Controlado como método más directo se descartó el uso del resto de métodos de análisis.
4. En el análisis realizado mediante la aplicación del Método del Precio Comparable no Controlado, se determinó que la transacción de financiamiento celebrada entre

un grupo de empresas del sector de Servicios Petroleros podría no cumplir con el principio de Plena Competencia en caso de manejarla sin un modelo de fijación de precios preestablecido ya sea para el prestamista en caso de que el valor establecido se encuentre por debajo del rango y para el prestatario en caso de que el valor establecido se encuentre por encima del rango intercuartil, lo cual podría derivar en potenciales contingencias tributarias tanto para el prestamista como para el prestatario y para la economía del grupo en general.

5. De los modelos presentados, en los cuales se propone como modelo número uno la utilización de las tasas pasivas, y como modelo número dos la utilización de las tasas activas publicadas por el Banco Central del Ecuador como tasas base para el cálculo del rango intercuartil, y la utilización del valor de la mediana o cuartil dos como tasa de interés establecida para la realización de transacciones de financiamiento intercompañía, se determinó que, el modelo número dos es el modelo más recomendable, puesto que, por ser el modelo más conservador al utilizar como base las tasas activas de la forma en que lo haría una institución financiera privada, se ajustaría más a los requerimientos de la Administración Tributaria, permitiendo así que las transacciones de financiamiento llevadas a cabo por la empresa con sus compañías relacionadas no tengan conflictos en materia de precios de transferencia.

7.2. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda a la empresa realizar la operación bajo análisis tomando en cuenta todas las implicaciones tributarias referentes a impuesto a la renta y aranceles vigentes manteniendo siempre en cuenta la documentación sustentatoria para cualquier evento relacionado con el Régimen de Precios de Transferencia.
2. Se recomienda tener en cuenta el cumplimiento de toda la normativa referente al Régimen de Precios de Transferencia en el Ecuador y las formalidades establecidas de presentación de Informe Integral y Anexo de Precios de Transferencia para operaciones que superen los montos mínimos.
3. Finalmente se recomienda tomar en cuenta el modelo establecido en el cual se fijará la tasa de interés de acuerdo a las tasas vigentes en el Banco Central del Ecuador con el fin de dar cumplimiento a los requerimientos de la Administración Tributaria, evitando así posibles contingencias

BIBLIOGRAFÍA

1. Ediciones Legales, Código tributario, 2013
2. Ediciones Legales, La Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (LORTI), 2013
3. Ediciones Legales, Reglamento para la Aplicación de Ley Orgánica de Régimen Tributario (RLORTI), 2013
4. OCDE, Directrices aplicables en materia de precios de transferencia a empresas multinacionales y administraciones tributarias, Instituto de Estudios Fiscales (IEF), 1995
5. OCDE, Directrices de Precios de Transferencia de la OCDE para Empresas multinacionales y Administraciones Tributarias, International Tax Institute, 22 de Julio de 2010

Páginas web

6. Araujo, A. (s.f.). *Cómo actuar ante la baja de octanaje de la gasolina*. Recuperado de http://www.elcomercio.com/negocios/gasolina-Ecuador-consejos-Motores-octanaje_0_1129687091.html.
7. Banco Central el Ecuador.(s.f.) *Información estadística mensual*. Recuperado de <http://www.bce.fin.ec/index.php/informacion-estadistica>
8. Banco Central el Ecuador (2013). *Reporte del sector petrolero*. Recuperado en Octubre de 2013 de http://www.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201306.pdf?bcsi_scan_0f1700ec298a9f1d=0&bcsi_scan_filename=ASP201306.pdf
9. Castro, M. (s.f.) *Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador*. Recuperado de http://www.ceda.org.ec/descargas/publicaciones/matriz_energetica_ecuador.pdf
10. Datamonitor (s.f.). *“Global Oil & Gas Utilities”*. Recuperado de http://www.datamonitor.com/store/Product/gas_utilities_global_industry_guide?productid=ML00016-462
11. Diario la Primera Perú (2009). *Demanda de gas crece 2.5% anual*. Recuperado el 9 de octubre de 2009 de http://www.diariolaprimeraperu.com/online/economia/demanda-de-gas-crece-2-5-anual_47919.html
12. El Ciudadano. (s.f.). *Refinería del Pacífico estará lista en el 2015 y con una inversión de cerca de \$12 mil millones*. Recuperado de http://www.elciudadano.gov.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=25151:refineria-del-pacifico-estara-lista-en-el-2015-y-con-una-inversion-de-cerca-de-12mil-millones-&catid=3:economia&Itemid=4

13. El Universo (2013). *Ecuador intentará mantener su producción actual de crudo durante 5 años más*. Recuperado el 31 de mayo de 2013 de <http://www.eluniverso.com/noticias/2013/05/31/nota/973271/ecuador-intentara-mantener>
14. El Universo. (2012). *Unidad de la refinería de Esmeraldas se detendrá el 2013*. Recuperado el 10 de septiembre de 2012 de <http://www.eluniverso.com/2012/09/10/1/1356/unidad-refineria-esmeraldas-detendra-2013.htm-su-produccion-actual-crudo-durante-5-anos>
15. EMOL (2013). *OPEP prevé mayor consumo de petróleo gracias a recuperación económica en 2013 y 2014*. Recuperado el 10 de septiembre de 2013 de <http://www.emol.com/noticias/economia/2013/09/10/619027/opec-preve-mayor-consumo-de-petroleo-gracias-a-recuperacion-economica-en-2013-y-2014.html>
16. Escobar, M. (s.f.) *La nueva frontera petrolera*. Recuperado de <http://www.revistagestion.ec/wp-content/uploads/2014/01/Frontera-petrolera-Ed-235.pdf>.
17. Gestión (2013). *Los crudos pesados en el horizonte*. Recuperado en diciembre de 2013 de <http://passthrough.fwnotify.net/download/233445/http://www.revistagestion.ec/wp-content/uploads/2014/02/Edici3n-233-Tema-Central.pdf>.
18. International Gas Union (2014). *IGU World LNG Report*. Recuperado en 2014 de <http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/igu-world-lng-report-2014>
19. Mundo Fiscal (s.f.). *Precios de Transferencia*. Recuperado de http://www.mundofiscal.com/definiciones_ocde.htm
20. Observatorio Petróleo Sur (s.f.) *Ecuador impone Ley de Hidrocarburos a las multinacionales petroleras*. Recuperado de <http://opsur.wordpress.com/2010/11/26/ecuador-impone-la-ley-de-hidrocarburos-a-las-multinacionales-petroleras>.
21. Portafolio.co (2013). *OPEP prevé aumento de demanda mundial de petróleo para 2014*. Recuperado el 10 de julio de 2013 de <http://www.portafolio.co/economia/aumento-demanda-mundial-petroleo-2014>
22. SEC (2014). *C&J Energy Services, Inc 10K Report*. Recuperado en diciembre de 2014 de http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1509273/000119312514070178/d646995d10k.htm#toc646995_2

23. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (2013). *En Transformación de la Matriz Productiva*. Recuperado el 31 de mayo de 2013 de http://www.planificacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/01/matriz_productiva_WEBtodo.pdf?bcsi_scan_e8701a6ff9333a47=/AsDt7OjXEx5HZIwYU721nnWC+EoAAAAHXRbjA==&bcsi_scan_filename=matriz_productiva_WEBtodo.pdf
24. SRI (s.f.). *¿Qué es una parte relacionada?* Recuperado de <http://www.sri.gob.ec/web/guest/496>
25. Standard & Poor's Industry Surveys (2014). *Equipment & Services*. Recuperado el 13 de marzo de 2014 de <https://www.capitaliq.com/home/what-we-offer/information-you-need/investment-research/industry-surveys.aspx>

ANEXOS

1. Formulario 101.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS LOCALES Y/O DEL EXTERIOR EN EL EJERCICIO FISCAL CON AFECTACIÓN A CUENTAS DE ACTIVO, PASIVO, INGRESO Y EGRESO (INFORMATIVO)																
CON PARTES RELACIONADAS LOCALES	OPERACIONES DE ACTIVO	0.03	+	0.00	CON PARTES RELACIONADAS EN PAÍSES FISCALES	OPERACIONES DE ACTIVO	0.07	+	0.00	CON PARTES RELACIONADAS EN OTROS RÉGIMENES DEL EXTERIOR	OPERACIONES DE ACTIVO	0.11	+	0.00		
	OPERACIONES DE PASIVO	0.04	+	0.00		OPERACIONES DE PASIVO	0.08	+	0.00		OPERACIONES DE PASIVO	0.12	+	0.00		
	OPERACIONES DE INGRESO	0.05	+	0.00		OPERACIONES DE INGRESO	0.09	+	0.00		OPERACIONES DE INGRESO	0.13	+	0.00		
	OPERACIONES DE EGRESO	0.06	+	0.00		OPERACIONES DE EGRESO	0.10	+	0.00		OPERACIONES DE EGRESO	0.14	+	0.00		
TOTAL OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS											(0.07+0.08+0.09+0.10+0.11+0.12+0.13+0.14)			0.15	=	0.00

2. Ficha Técnica

A continuación se incluyen con rojo las principales actualizaciones:

VALIDACIONES DE CAMPOS DEL ANEXO							
EMPRESA RELACIONADA							
Denominación parte relacionada		Obligatorio	1	60	denominacion	[A-Za-z0-9\\$,]*	60 dígitos, letras, números, puntos, comas y espacios
Tipo de parte relacionada	Tabla 1	Obligatorio	1	1	tipoSujeto	[0-9]{1}	Corresponda a uno de los códigos de la Tabla 1 No puede estar en blanco

Código Operación	Operación	Operación	Tipo de Operación			Código anexo anterior	Código anexo actual
1	INGRESO	100	Exportación o venta de inventarios producidos			X	X
1	INGRESO	101	Exportación o venta de inventarios no producidos			X	X
1	INGRESO	119	Exportación o venta de activos fijos			X	X
2	EGRESO	219	Importación o adquisición de activos fijos			X	N/A
3	ACTIVO	300	Importación o adquisición de inventarios para producción			N/A	X
3	ACTIVO	301	Importación o adquisición de inventarios para distribución			N/A	X
3	ACTIVO	302	Importación o adquisición de activos fijos			N/A	X

FICHA TÉCNICA							
EMPRESA RELACIONADA							
Denominación parte relacionada	denominacion		Obligatorio	1	60	Sí	X
Tipo de parte relacionada	tipoSujeto	Tabla 1	Obligatorio	1	1		